1990-1991

# ONTARIO ENERGY BOARD

## ANNUAL REPORT

Ontario

# CONTENTS

INTRODUCTION *3*

STRUCTURE *10*

THE PUBLIC HEARING PROCESS *12*

REVIEW OF ACTIVITIES *14*
- Ontario Hydro Review *15*
- Other References *16*
- Natural Gas Rates Applications *17*
- Facilities Applications *21*
- Gas Storage and Drilling Permit Applications 23

GLOSSARY OF TERMS AND ACRONYMS *24*

The Ontario Energy Board is located at
2300 Yonge Street
Suite 2601
Toronto, Ontario
(416) 481-1967

Copies of this and other Board publications may be purchased from the Ontario Government Bookstore, 880 Bay Street, Toronto. Telephone (416) 326-5300.

Out-of-town customers please contact the Ministry of Government Services, Publications Services Section, 5th Floor, 880 Bay Street, Toronto, Ontario M7A 1N8. Toll-free long distance: 1-800-668-9938.

ISSN 0317-4891

Photographs of the Chairman and Board members courtesy of Vincenzo Pietropaulo, and of Board staff courtesy of Peter O'Dell, Assistant Board Secretary. Photographs of hydro installations courtesy of Ontario Hydro and of gas installations courtesy of the Consumers Gas Company Ltd., Union Gas Limited, and Centra Gas Ontario Inc.

Ontario

92-05488/

Minister
Ministre

Ministry
of
Energy

Ministère
de
l'Énergie

Queen's Park
Toronto, Ontario
M7A 2B7
416/327-2936
Fax 327-1216

Queen's Park
Toronto (Ontario)
M7A 2B7
416/327-2936
Télécopieur 327-1216

The Honourable Lincoln M. Alexander
Lieutenant Governor of the
Province of Ontario:

I hereby submit the annual report of the Ontario Energy Board. It reviews the events and activities of the fiscal year 1990-1991.

Respectfully submitted,

W. A. Ferguson

William A. Ferguson
Minister of Energy

100% Recycled Paper
Paper Recycle à 100%

# INTRODUCTION

Ontario relies heavily on natural gas as an energy source and as a feedstock, primarily in the production of chemicals. Natural gas is the major fuel for all sectors of the economy except transportation, and it is the primary fuel used in heating space and water in the province. Indeed Ontario uses more natural gas than any other consuming province and accounts for approximately 42 percent of the total demand for Canadian natural gas. Natural gas provides approximately 31 percent of the energy consumed in the province, while electricity provides about 18 percent and its use is growing. Liquid fuels (oil and natural gas liquids), coal, and wood provide the balance of Ontario's energy consumption.

The Ontario Energy Board regulates the natural gas industry through the setting of rates, authorizing the construction of transmission lines, and approving of franchise agreements. The Board also advises the Minister of Energy on general matters relating to the natural gas industry, as well as matters relating to Ontario Hydro. In all its considerations, the Board endeavours to ensure that rates are fair, that supply is secured, and that the public interest is upheld.

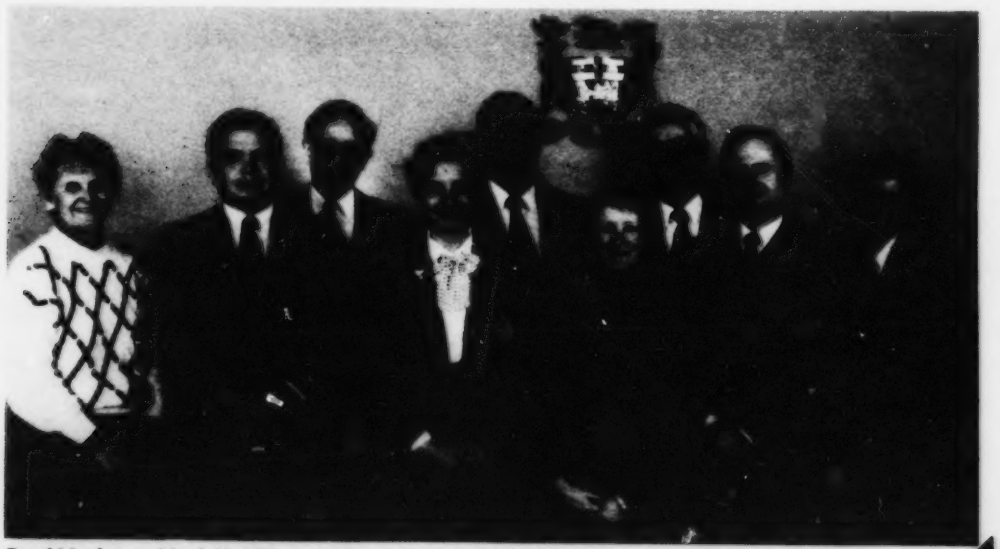
The report that follows outlines the Board's mandate and its role and responsibilities in fulfilling that mandate. It provides a tabular listing of all the Board's activities over the past year, and discusses some of these activities briefly.

## MANDATE

The Ontario Energy Board was formed in 1960 to provide an impartial formal mechanism for regulating specific aspects of Ontario's natural gas industry. In addition to its regulatory responsibilities, the Board, when requested in references from the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources, will advise on matters relating to energy, such as changes made by Ontario Hydro to its bulk power rates. In all its activities, the primary objective of the Ontario Energy Board is to ensure that the public interest is served and protected.

Most of the Board's responsibilities stem from legislation as set out primarily in the Ontario Energy Board Act. In addition, six other statútes give jurisdiction to the Board:

- the Municipal Franchises Act;
- the Petroleum Resources Act;
- the Public Utilities Act;
- the Assessment Act;
- the Toronto District Heating Corporation Act;
- the Intervenor Funding Project Act, 1988



*Board Members on March 31, 1991, from left to right: V.W. Bielski, R.R. Perdue, C.W.W. Darling, S.J. Wychowanec, Chairman, C.A. Wolf Jr, P.W. Chapple, O.J. Cook, R.M.R. Higgin, J.C. Allan*

The Intervenor Funding Project Act was proclaimed on April 1, 1989, by the Lieutenant Governor in Council. As a three-year pilot project, the act establishes a procedure to provide for advance funding to intervenors in proceedings before a number of boards, including the Ontario Energy Board. It sets out specific criteria which the funding panel, established under the act, must consider in deciding whether to award funding to an intervenor.

The Board's procedures are governed by the Statutory Powers Procedure Act and the Board's own draft Rules of Practice and Procedure.

## ROLE AND RESPONSIBILITIES

### SETTING RATES FOR NATURAL GAS

Each natural gas utility sells and transports gas in franchised areas of the province. Competition now exists in the sale of energy: buyers may purchase gas directly from producers or from the distributors, or they may turn to other sources of energy. Since the transportation of gas involves an extensive network of pipelines and storage facilities, a monopoly arrangement is most efficient; it avoids duplication of facilities and the cost increases that would otherwise result.

In Ontario, rates for the sale of gas must be approved by the Board. Gas distributors are required by legislation to submit their proposed rates to the Board for review and approval. Rates for each utility are set following a public hearing, and a major rate hearing lasts approximately three to four weeks.

Rates vary among classes of customers: residential, commercial, and industrial. In setting rates, the Board's objective is to reflect the costs imposed on the system by the varying demands of different classes of customers. Residential demand for natural gas as a heating fuel, for example, changes according to the weather and the time of day. As a result, it costs more on a per unit basis to provide service to residential users than to industrial customers, which use relatively large amounts of gas at a more constant level.

In setting rates, the Board tries to strike a balance between the prices to be paid by customers and the rate of return which shareholders of the utilities are allowed to earn on their investment. Rates are to be just and reasonable for both customer and shareholder. In making its decisions, the Board considers past, present, and projected expenses, along with current and forecast economic conditions and trends and the earnings expectations of the utility operators.

*Union Gas continues expansion of its major transmission facilities, constructing 60 kilometres of NPS 48 pipeline along the Milton to Dawn Township corridor*

The Board may grant interim rate relief to either company or customers in cases where significant changes in a utility's costs or revenues have occurred or will occur. In such cases, an interim rate hearing may be held, which usually takes one or two days. Interim rates are subject to revision and are not final until the main rates application is completed and the Board has issued its Decision and Order.

As well as ensuring that utilities charge reasonable rates, the Board also must consider, as part of the rate hearings, the quality of service the utility provides.

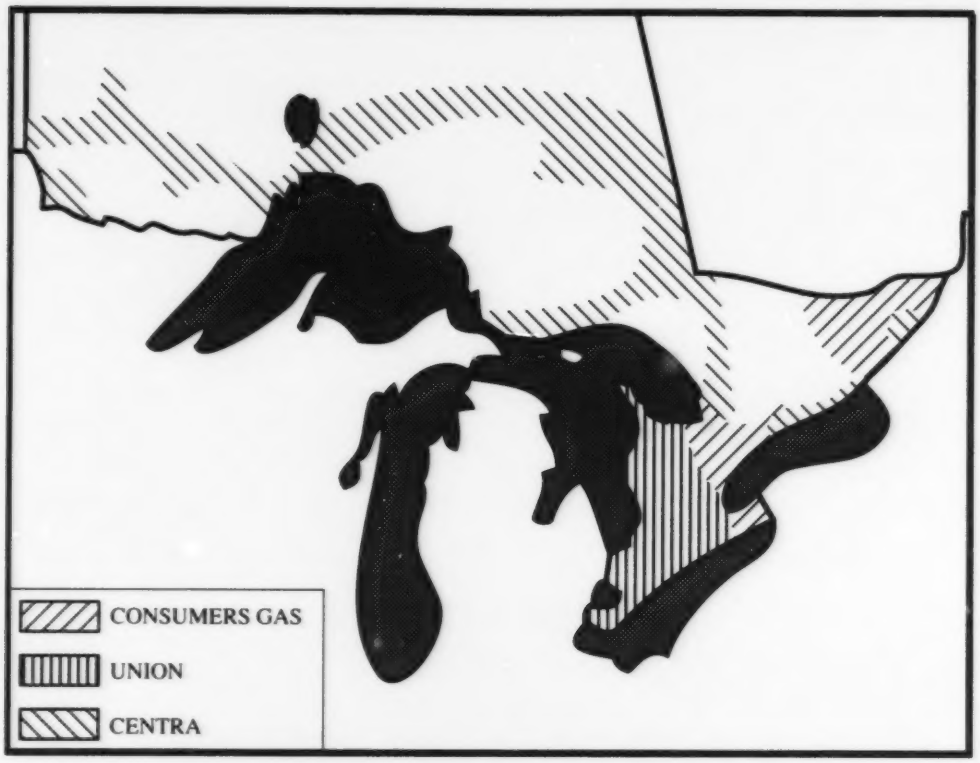
**The Consumers' Gas Company Ltd.** is Canada's largest natural gas distribution utility serving approximately 1,058,450 residential, commercial, and industrial customers in south, central, and eastern Ontario. Through affiliated companies not regulated by the Board, Consumers Gas also supplies western Quebec and northern New York State. At its year end on September 30, 1990, Consumers Gas' rate base was $1.541 billion. During that year Consumers Gas' total throughput was 10.476 billion cubic metres, with total revenues of $1.772 billion. On March 7, 1990, British Gas plc announced its intention to purchase all of the common shares of Consumers Gas. The Board began its review of the proposed transaction in a public hearing on June 26, 1990. In its Report to the Lieutenant Governor in Council dated October 15, 1990, the Board recommended that the transaction be approved.

**Union Gas Limited** is the second largest gas distributor in Ontario, serving customers in southwestern Ontario. It also operates a network of transmission pipeline, storage, and compression facilities for customers and other utilities in eastern Ontario and Quebec. As of March 31, 1991, Union's rate base was approximately $1.3 billion. It served over 613,000 residential, commercial, and industrial customers, generating a total system throughput of 16.7 billion cubic metres for fiscal 1991, which includes gas transported for other utilities. Total volumes of gas delivered to Union's distribution customers (which includes both sales and transportation only customers) was 7.7 billion cubic metres. Total revenue for Union in fiscal 1991 was $1.2 billion.

**Centra Gas Ontario Inc.** (formerly ICG Utilities (Ontario) Ltd) serves approximately 100 communities in northwestern, northern, and eastern Ontario. Its natural gas distribution system comprises approximately 6,142 kilometres of pipeline originating at more than 76 delivery points on the TransCanada PipeLines Limited (TCPL) transmission system. The Centra system is composed of a series of laterals running off the TCPL system as the latter crosses Ontario, starting at Kenora and extending to Lake Ontario and the St Lawrence River. As of December 31, 1990, Centra's average rate base was over $451 million. Serving approximately 183,000 customers, Centra's system throughput totalled 3.428 billion cubic metres. Centra's total revenue in fiscal 1990 was some $482 million. In April 1990, Westcoast Energy Inc. purchased ICG from Inter-City Gas Corporation. The name was changed to Centra Gas Ontario Inc. in January 1991.

**Natural Resource Gas Limited (NRG)** is a small utility serving 2,303 customers in the Aylmer area. As of September 30, 1990, NRG's average rate base was $3.808 million and total gas sales were 12,059 million cubic metres. The company generated approximately $3.348 million of revenue in its 1990 fiscal year.

**Tecumseh Gas Storage Limited** is a gas storage company operating in southwestern Ontario which is jointly owned by Imperial Oil Ltd and Consumers Gas. Consumers Gas is the sole operator of the company. In its fiscal 1991 year Tecumseh generated approximately $19.7 million in revenue. Tecumseh's only customers are Union Gas and Consumers Gas.




## REVIEWING ONTARIO HYDRO RATES

Ontario Hydro's bulk power rates (wholesale rates for municipalities and certain industrial customers) are set by Hydro's own board of directors. However, Ontario Hydro is required to submit any proposed change in its rates to the Minister of Energy who then refers the proposal to the Board, along with full technical information and financial data. After a public hearing, which usually begins in late May or early June and runs for about four weeks, the Board submits a report with recommendations to the Minister of Energy on or before August 31 each year. The Board's role is an advisory one and its recommendations are not binding on Ontario Hydro.

**Ontario Hydro** is the province's largest crown corporation. As of December 31, 1990, Ontario Hydro had assets of $39.37 billion. It served, at that date, more than 3.63 million customers directly and indirectly, over 85 percent being residential. Provincial sales of 130,875 GWh and export sales of 577 GWh produced revenue of $6.5 billion in fiscal 1990.

## REFERENCES AND GENERIC HEARINGS

The Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources may refer a matter to the Board for a public hearing and report. These references normally concern energy-related matters and generally attract widespread public interest. The Board's reports are advisory in nature.

In addition, proposed changes in ownership of utilities may be referred to the Board for a hearing and report. The leave of the Lieutenant Governor in Council is required when a utility wishes to sell its assets or amalgamate with another utility, and when any person wishes to acquire shares of a utility to the extent that more than 20 percent of any class of shares changes ownership. The Board may recommend exemption from a hearing or may hold a hearing and submit its report and recommendations to the Lieutenant Governor in Council.

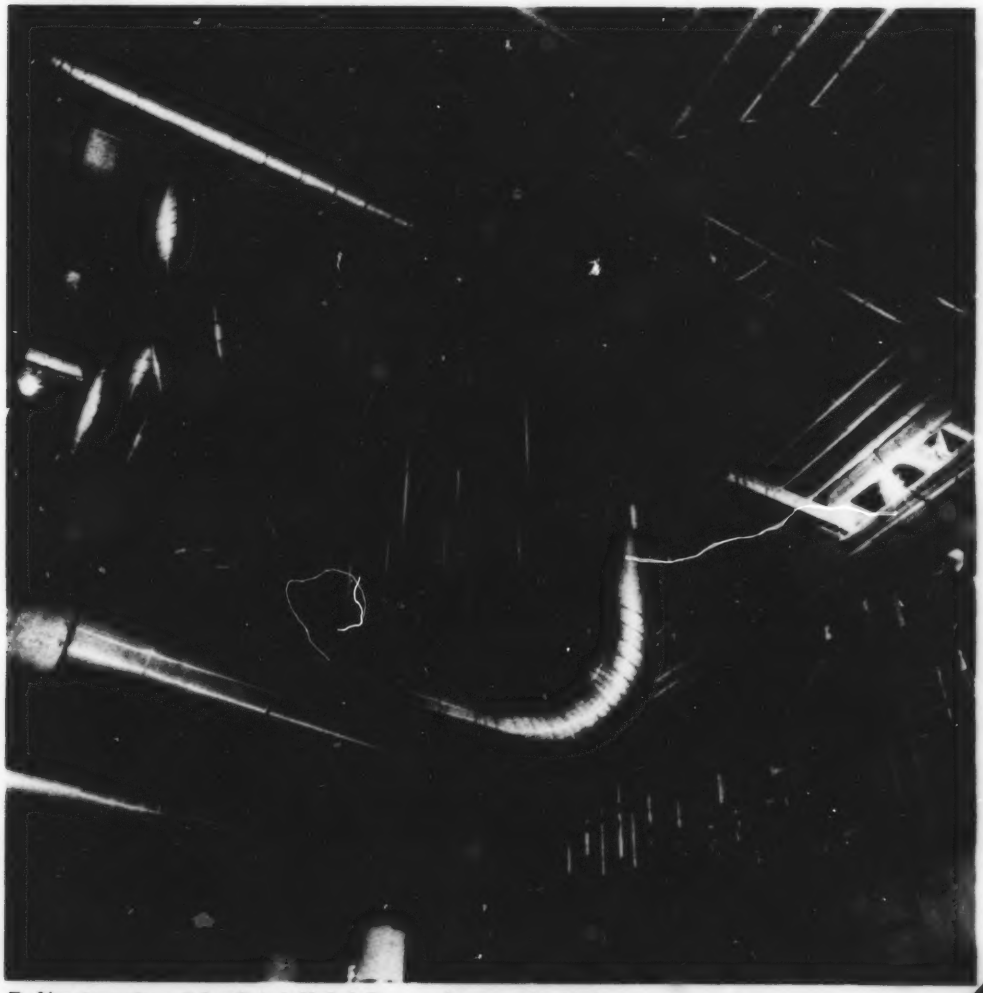
The Board may also hold generic hearings on its own initiative on matters under its jurisdiction. Such hearings are usually held in response to an emerging trend or an area of growing interest or concern, and deal with a subject in a broader context than issue-specific hearings.

## APPROVAL OF FACILITIES

Utilities wishing to construct a transmission line for natural gas in Ontario must obtain Board approval. In addition, all construction proposals are reviewed by the Ontario Pipeline Coordination Committee (OPCC), an interministerial committee concerned with the environmental and safety aspects of pipeline construction. The OPCC is chaired by a staff member of the Board, and it includes representatives from the ministries of Agriculture and Food, Energy, Environment, Consumer and Commercial Relations, Natural Resources, Culture and Communications, Municipal Affairs, and Transportation. Other regional agencies, with which the natural gas utilities consult in the early stages of their planning, are also represented as required.

The OPCC tries to ensure that the construction of pipelines does not have any long-term negative effect on the environment and that the short-term impact during construction is minimized. With these objectives in mind, each proposal is reviewed, alternative routes or sites considered, and issues resolved before formal application for leave to construct is filed with the Board.

When a utility applies to the Board for approval, the Board assesses whether the construction is in the public interest, considering safety, economic feasibility, community benefits, security of supply, benefits for the utility, and environmental impact. The Ontario Energy Board's *Environmental Guidelines for Locating, Constructing, and Operating Hydrocarbon Pipelines in Ontario* sets out its requirements. The *Environmental Guidelines* were developed in concert with provincial ministries and agencies whose mandates are affected by pipeline construction. Finalized and distributed in January 1990, the *Environmental Guidelines* incorporate the latest standards and mitigation practices of each of the ministries. They also provide for greater public participation in the planning process for pipeline construction.



*Turbine steam pipe unit 6 at Ontario Hydro's Bruce nuclear generating station*

When a project is approved, the Board issues an order for leave to construct. The Board also grants the authority to expropriate land for transmission pipelines and related facilities and authorizes any pipeline crossings of highways, utility lines, and ditches.

## APPROVAL OF FRANCHISE AGREEMENTS

Each municipality may grant to a gas utility the right to provide gas service and use road allowances in the municipality. A prerequisite to the municipal by-law granting the franchise is the Board's approval of the terms and conditions of the franchise agreement.

Many of the existing agreements which have been in place for thirty years or more are expiring. Negotiating a new agreement can be a lengthy and complex process. In 1985 the Municipal Franchise Committee was formed to develop a model franchise agreement which could be used as the basis for all new and renewed agreements. The model agreement came into effect in 1988 and sets out standard conditions for gas distribution, the use of road allowances, construction approvals, and procedures for restoring lands after construction.

## CERTIFICATES OF PUBLIC CONVENIENCE AND NECESSITY

No person is allowed to construct any works to supply gas in a municipality without Board approval. The approval, in the form of a certificate, is not given unless public convenience and necessity appear to support approval.

## NATURAL GAS STORAGE

Vital to the natural gas distribution system in Ontario is the capacity to store gas. Gas storage pools therefore represent a natural resource of economic significance to the province. The main storage sites are depleted gas pools in southwestern Ontario. Gas stored in these storage pools is used by transmitters and distributors to meet fluctuating demand and to draw on in case of emergency. Gas is normally injected into storage during the summer months when demand is low, to be withdrawn in high-consumption periods during the winter. This balancing of load makes it possible for the transmission system from western Canada to operate efficiently.

Gas may not be injected into any geological formation unless it is a designated gas storage area, described in Regulation 700, Revised Regulations of Ontario, 1980, under the Ontario Energy Board Act. In reviewing applications for the use of such areas, the Board considers the geology of the pool, its suitability, the appropriate boundary of the area to be designated, the applicants' rights to use the storage capacity, the need for it, and the economic viability of developing the storage pool. The Board recommends to the Lieutenant Governor in Council gas storage areas to be designated, authorizes their use, and, in cases where the applicants and landowners have not reached agreement, determines the compensation payable to landowners under whose lands the storage pools are situated.

Applications for drilling permits for wells within a designated gas storage area must be referred to the Board for consideration by the Minister of Natural Resources, whose ministry issues the permits. If the applicant is the authorized operator of the gas storage area, the Board has discretion as to how to process the application before reporting to the Minister. If the applicant is not the authorized operator, the Board must proceed by way of a public hearing.

Applications to inject fluid and pressurize a geological formation also require a permit from the Ministry of Natural Resources. If the injection well is within 1.6 kilometres of a designated gas storage area, the Minister is required by the Petroleum Resources Act to seek a report from the Board.

The Board regulates the joining of the various interests within a spacing unit, field, or pool for the purpose of drilling or operating gas or oil wells, the designation of management, and the apportioning of the cost and benefits of such drilling or operation.

## OTHER MATTERS

Natural gas utilities must conform to a uniform system of accounts as prescribed by the Board. No change in accounting methods may take place without the Board's approval. The Board is continuing its first significant review and upgrading of the regulation which prescribes the classification of accounting since it was made under the Ontario Energy Board Act in 1966.

The Board receives information regularly from natural gas utilities regarding financial operations and performance. If a utility is earning either too little or too much compared with its allowed rate of return, the Board's Energy Returns Officer and his or her staff may conduct a special investigation. The Board may, on its own motion, require a utility to appear before it to explain its earnings and, if necessary, review the rates.

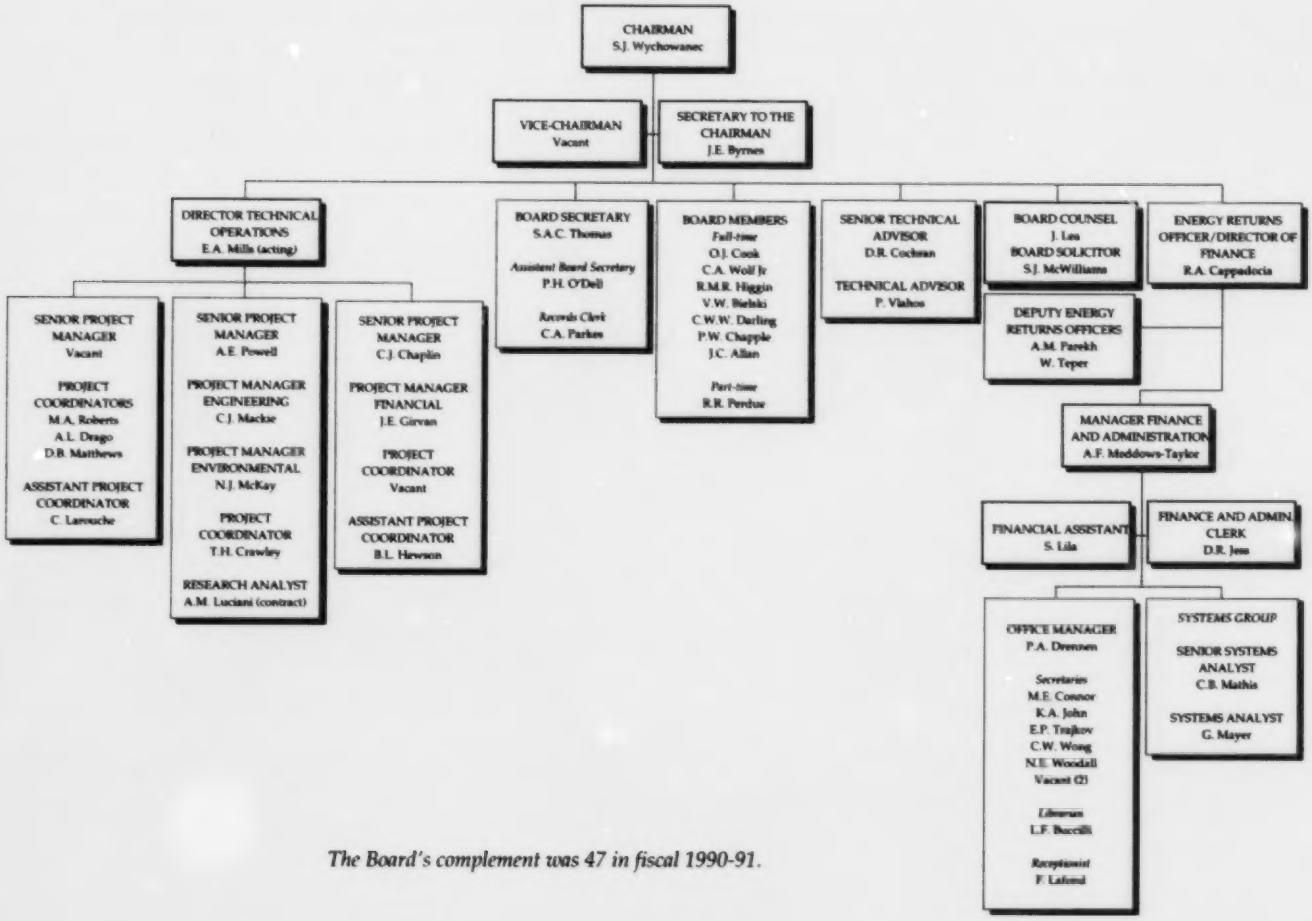
The nature of public utilities changes along with the economic and social environment in which they operate. Accordingly, it is appropriate for the Board continually to review legislation relating to public utilities and, if necessary, to propose amendments.

*Ontario Hydro linesman at work*

# STRUCTURE

## ORGANIZATIONAL STRUCTURE AS OF MARCH 31, 1991

ONTARIO ENERGY BOARD




*The Board's complement was 47 in fiscal 1990-91.*

## FINANCIAL AND ADMINISTRATIVE STRUCTURE

The Ontario Energy Board is a Schedule 1 Regulatory Agency. This means it is funded out of the consolidated revenue fund and is subject to all the administrative policies established by the Government of Ontario through Management Board of Cabinet. The Board submits its budget to its responsible ministry, the Ministry of Energy, for consolidation with the ministry's estimates, in which form they are presented to Management Board for approval and subsequently to the Legislature. The details of the Board's financial data follows.

The Board let a contract with E.B.A. Associates Inc., for expert testimony at a Board hearing concerning the Board's review of Ontario Hydro's report on net income policy, for an amount in excess of $25,000.00 using non-competitive acquisition procedures. This contract was entered into under an emergency situation, and it was not possible to comply with normal competitive acquisition procedures, given the problem of finding a qualified consultant and tight time constraints. Management Board was immediately advised of this non-compliance situation.

*Administrative staff reviewing an account*

The Ontario Energy Board Act authorizes the Board to recover its costs by charging an appropriate portion of these costs to the utilities involved in Board hearings and related activities. Following a hearing, the Board issues a cost order to the utility concerned. This represents payment towards costs incurred by the Board and also, when ordered, those incurred by the intervenors. The amount to be paid to the Board includes out-of-pocket and direct expenses attributable to a specific hearing, as well as a contribution towards the Board's fixed costs, including overhead and payroll.

In fiscal 1990-91, the Board operated with an approved budget of $5.7 million. Of this amount, 80 percent will be recovered in due course by means of cost orders issued to utilities.

**Program: Ontario Energy Board**
Vote/Item: 1404-1

| **1990-91 Estimates, by Standard Account** | **$** |
|---|---|
| Salaries and wages | 2,472,300 |
| Employee benefits | 475,900 |
| Transportation and communications | 309,300 |
| Services | 2,045,500 |
| Supplies and equipment | 401,100 |
| **Total for Ontario Energy Board Program** | **5,704,100** |

| **1990-91 Spending Analysis** | **$** |
|---|---|
| 1990/91 Estimates | 5,704,100 |
| Less 1990/91 expenditures | 4,935,711 |
| Total underspending | 768,389 |
| Less Management Board offsets | 144,700 |
| **Adjusted underspending** | **623,689** |

*Technical staff reviewing an applicant's filings*

# THE PUBLIC HEARING PROCESS

Public hearings provide an essential mechanism with which the Ontario Energy Board can carry out its mandate. Public hearings also provide a forum for groups or individuals, who may be affected by the Board's decisions, to express their concerns. Such public participation helps to ensure that the Board, in reaching a decision, will be informed and will consider a wide variety of views and interests. The hearing process includes eleven steps.

## 1 INITIATION

The hearing process begins:

- upon receipt of an application; or
- upon receipt of a reference from the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources; or
- upon notice from the Board that it will initiate proceedings to consider a matter under its jurisdiction.

## 2 NOTICE OF APPLICATION

Applicants are required to serve the Board's notice of the application on all affected parties and interested public groups. If the Board itself has initiated a hearing, it will serve the notice. For a major rate case, a natural gas utility usually will publish notices of its application in regional daily newspapers.

When an application affects people residing in certain government-designated areas, all notices also must be published in French in French-language newspapers. A notice must appear in a French weekly newspaper if no French daily newspaper is published in the area.

## 3 INTERVENTIONS

Interested groups or individuals wishing to participate in the hearing are referred to as intervenors. To ensure their eligibility to participate in the hearing, they must file an intervention which explains their reasons for wishing to take part.

Prior to 1989 participants could request costs for their participation at the conclusion of the hearing. On April 1, 1989, the Intervenor Funding Project Act went into effect. It established a procedure that allows intervenors to apply for advanced funding before the hearing begins. A funding panel appointed by the Board decides on the eligibility of applicants for intervenor funding and the amount of each award. Participants may, as before, continue to ask for costs at the conclusion of the hearing.

## 4 NOTICE OF HEARING

Once the Board has determined the scope and the nature of the hearing, it directs the applicant to serve notice of the time and place of the hearing on all parties who have intervened.

*Jennifer Lea, counsel to Board staff, preparing for a hearing*

## 5 PRE-HEARING DOCUMENTATION

To allow sufficient time for all parties to review information pertaining to the application, the applicant must file evidence in support of its application two to three months before the hearing begins. Board staff and intervening parties may also seek additional information by way of written interrogatories. These interrogatories are answered by the utility before the hearing commences. Board staff and intervenors may also submit their own evidence to support a specific position in the hearing related to the application.

In the case of applications for the construction of pipelines, which are reviewed by the Ontario Pipeline Coordination Committee, the normal requirements of pre-filed evidence would include route selection and environmental impact studies.

## 6 PROCEDURAL ORDERS

The Board may issue procedural orders specific to the case. Such orders may set the date for a hearing, for example, or contain deadline dates for completing certain procedural matters such as the filing of supporting evidence, interrogatories, and answers thereto. Procedural orders may also set forth a list of the issues to be dealt with at the hearings.

## 7 FIRST DAY MEETING

Before the hearing of evidence commences, the Board panel may review procedural matters, technical issues, and the general approach to the hearing. This gives the parties involved an opportunity to become familiar with the application and to identify all the issues they wish to address in the hearing.

*Technical staff preparing for a hearing*

## 8 THE HEARING

The Board ensures that sufficient evidence is presented, tested, and put on the record, so that an informed decision can be made. The applicant usually testifies first, through written evidence and the presentation of witnesses. Intervenors and counsel to Board staff then question these witnesses, and may offer witnesses of their own. These witnesses may be cross-examined by the applicant or by the other intervenors. When all evidence has been received, each party may offer a summation in the form of written or oral argument as directed by the Board.

The pre-filed evidence, arguments, and transcripts of the hearing are a matter of public record and are available at the Board office in Toronto.

## 9 BOARD DECISIONS/REPORTS

Depending on whether the hearing was a result of a reference, or either an application or a notice from the Board, the Board summarizes its deliberations in a document referred to as a Report, or a Decision with Reasons. These documents discuss the issues and arguments raised in the hearing and contain the Board's recommendations or findings. Depending on the complexity of the case, the document will appear a few weeks or months after a hearing. Copies of the document are available from the Ontario Government Bookstore, 800 Bay Street, Toronto, upon payment of a modest prescribed fee. Persons involved in the hearing receive copies of the document from the Board.

In most cases referred to it by the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources, the Board's recommendations are not binding. The appropriate minister or the Lieutenant Governor in Council decides whether or not the recommendations should be implemented. In the case of references from the Minister of Natural Resources with respect to drilling permits, however, the recommendations are binding upon the minister.

## 10 BOARD ORDER

A Board Order is a legal document which directs the implementation of a Board Decision and is binding on the parties named.

## 11 REVIEW AND APPEAL

A Decision or Order of the Board may be appealed by:

- applying to the Board requesting that it rescind or vary its Order;
- petitioning the Lieutenant Governor in Council;
- appealing an Order to the Divisional Court upon a question of law or jurisdiction;
- applying to the Divisional Court for judicial review of a Board Decision.

# REVIEW OF ACTIVITIES

*Summary of Activities, April 1, 1990 — March 31, 1991*

| CASE TYPE | FILE NUMBER | APPLICANT | CASE DESCRIPTION |
|---|---|---|---|
| *Natural Gas Rates Applications* | | | |
| EBRO | 459 | Ontario Housing Corporation | Rate dispute with Consumers Gas |
| EBRO | 461 | Algoma Steel | Special rate — Centra |
| EBRO | 464 | Consumers Gas | Fiscal year 1990 limited issues rate review |
| EBRO | 465 | Consumers Gas | Fiscal year 1991 rate review |
| EBRO | 466 | Tecumseh | Fiscal year 1991 rates |
| EBRO | 467 | Centra | Fiscal year 1991 rates |
| EBRO | 468 | NRG | Fiscal year 1991 rates |
| EBRO | 470 | Union | Fiscal year 1992 rates |
| EBRO | 471 | Canadian Pacific Forest Products | Special rate — Centra |
| *Reference from the Minister of Energy Regarding Ontario Hydro* | | | |
| HR | 19 | Minister of Energy | Hydro rates — Fiscal year 1991 |
| *References from Lieutenant Governor in Council* | | | |
| EBRLG | 35, 35-1, 35-3 | Consumers Gas | Change in control of Consumers Gas (British Gas plc) |
| EBRLG | 35-5 | Consumers Gas | Change in control of Tecumseh Gas storage |
| *Pipeline Construction and Expropriations* | | | |
| EBLO | 234 | Union | Lobo to Beachville transmission expansion |
| EBLO | 234 (1-65) | Union | Expropriations – Lobo/St Marys and Milton/Parkway |
| EBLO | 235 | Consumers Gas | Parkway Belt West extension |
| EBLO | 235 (1) | Consumers Gas | Expropriation – McKay Estate |
| EBLO | 236 | Centra | Front of Leeds and Lansdowne |
| EBLO | 237 | Union | Kitchener/Waterloo west reinforcement |
| EBLO | 237 (1-62) | Union | Expropriations – Kitchener/Waterloo West Line |
| EBLO | 238 | Consumers Gas | Mississauga southern link |
| *Pipeline Exemptions* | | | |
| PL | 73 | Union | Township of Sandwich south pipeline |
| PL | 74 | Union | St Thomas north pipeline |
| PL | 75 | Union | Enniskillen storage pool |
| PL | 76 | Union | Fergus transmission line |
| PL | 77 | Union | Cambridge extension |
| PL | 79 | Union | Nanticoke pipeline |
| *Franchise Approvals* | | | |
| EBA | 497 | Centra | Township of Cramahe |
| EBA | 587 | Union | Town of Thornbury |
| EBA | 588 | Union | Township of South Dumfries |
| EBA | 589 | Union | Town of Paris |
| EBA | 590 | Union | City of Cambridge |
| EBA | 593 | Union | Town of Clinton |
| EBA | 594 | Union | Township of McKillop |
| EBA | 596 | Union | Town of Kingsville |
| EBA | 597 | Centra | Township of Morley |
| EBA | 598 | Union | County of Wellington |
| EBA | 599 | Union | Township of Brantford |

| CASE TYPE | FILE NUMBER | APPLICANT | CASE DESCRIPTION |
|---|---|---|---|
| *Franchise Approvals (continued)* | | | |
| EBA | 600 | Union | Township of Lobo |
| EBA | 601 | Union | Township of Tyendinaga |
| EBA | 602 | Centra | Township of Springer |
| EBA | 603 | Union | Town of Leamington |
| EBA | 604 | Union | Town of Dundas |
| EBA | 605 | Union | Regional Municipality of Waterloo |
| EBA | 606-1 | Centra | Town of Fort Frances |
| *Other Ontario Energy Board Orders* | | | |
| EBO | 171 | Consumers Gas | Acquisition of shares of Tecumseh from Imperial Oil |
| *Certificates of Public Convenience & Necessity* | | | |
| EBC | 196 | Centra | Front of Leeds and Lansdowne |
| EBC | 197 | Centra | Township of Morley |
| *Reports to the Minister of Natural Resources on Permits to Drill Wells* | | | |
| EBRM | 95 | Union | Enniskillen storage pool |
| EBRM | 98 | Union | Dawn and Waubuna storage areas |
| EBRM | 99 | Union | Dawn 7-25-II well |
| EBRM | 100 | Centra | Oil Springs east storage pool |
| *Uniform Accounting Orders* | | | |
| UA | 86 | Union | Deferral account – bundled T-Service receipt contract rate R1 |

*An operator at the control panel of unit 1 of Ontario Hydro's Darlington nuclear generating station*

## ONTARIO HYDRO REVIEW

### BULK POWER RATES PROPOSAL *HR 19*

On March 27, 1990, the Minister of Energy referred to the Board Ontario Hydro's proposal to increase its bulk power rates by 7.8 percent, effective January 1, 1991. This 7.8 percent change would be in addition to a 7 percent increase in electricity prices due to the implementation of the federal goods and services tax (GST), introduced on January 1, 1991. The proposal of 7.8 percent was based on a net revenue requirement of $7,486 million, which represented an increase of $738 million over 1990 revenue.

In May 1990, Ontario Hydro identified an additional $189 million in costs for fiscal 1991. These costs would require either the use of its reserve for contingencies and rate stabilization fund to keep the rate increase at the 7.8 percent level or a 10.4 percent rate increase, if its statutory debt retirement appropriation was to be met.

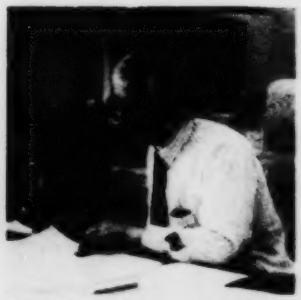
The Board Report, issued on August 31, 1990, contained fifty recommendations. It included a recommended rate increase of 7.8 percent and urged Ontario Hydro to cut $150 million from its operational budget. The Board further recommended that Hydro reduce its costs by an additional $40 million in order not to exceed the 7.8 percent increase while still meeting its statutory debt retirement obligations. The Board indicated that a higher rate increase would be undesirable because of financial pressures on Hydro and the implementation of the GST in 1991.

Among the other recommendations were suggestions that Hydro's acid gas emission limit be reviewed, as well as Hydro's decision to "demothball" the R.L. Hearn generating station in Toronto. The Board suggested that nuclear power production should be recognized as an essential service, since it satisfies over 50 percent of Ontario's electricity needs and is vulnerable to industrial strike action from the operators and supervisors licensed by the Atomic Energy Control Board (AECB). The Board also believed that the date at which the Darlington nuclear station would be in service would be delayed again. Other recommendations were that the pension provisions of the Power Corporation Act should be in keeping with the proposed Pension Benefits Act, and that Hydro's average compensation levels should more closely resemble those of comparable employers. The Board recommended that Hydro officially adopt the minister's long-term target for non-utility generation of electricity, and that Hydro hold a workshop on its avoided cost of generation so that industry may make more fully informed submissions to the demand/supply plan review before the Environmental Assessment Board.

In its proposal Ontario Hydro also wished to revise its net income policy. The Board deferred examination of this issue until the fall to examine fully all the implications. The hearing was held on a number of days intermittently between September 18 and November 2, 1990. The Board recommended in its final Report dated January 31, 1991, that Hydro establish its net income policy on an interest coverage approach for fiscal 1992, and that it discuss the possibility of a return on equity approach with the Minister of Energy as an appropriate policy for the remainder of the 1990s.

## OTHER REFERENCES

### ACQUISITION OF THE CONSUMERS' GAS COMPANY LTD. *EBRLG 35, 35-1, 35-3*



*O.J. Cook, senior Board member, reviewing the evidence in preparation for a hearing*

British Gas plc applied to the Board on March 16, 1990, in accordance with Section 26 of the Ontario Energy Board Act, for leave of the Lieutenant Governor in Council to offer to purchase the common shares of Consumers Gas. The offer for Consumers Gas' common shares would be made by a wholly owned Canadian subsidiary of British Gas pursuant to an agreement signed between British Gas and GW Utilities Limited (the corporate parent of Consumers Gas) on March 7, 1989.

On April 20, 1990, the Lieutenant Governor in Council issued an Order in Council requiring the Board, in accordance with Section 36 of the Act, to hold a hearing and report on certain matters related to the proposed offer.

The application and the reference were combined by the Board and the hearing commenced on June 26, 1990. The proceedings were completed with final reply argument being received on August 7, 1990. The Report of the Board was issued on October 15, 1990.

Based on its findings and conclusions, the Board reported that, on balance, the proposed transaction was not contrary to the public interest provided British Gas and its affiliates meet certain conditions prior to the formal granting of approval and agree to execute undertakings recommended by the Board. The Board recommended the following conditions:

- The requisite approval pursuant to the Investment Canada Act shall have been obtained and provided to the Lieutenant Governor in Council.
- The recommended Undertakings shall be given formally to the Lieutenant Governor in Council to become effective on the closing date of the British Gas/GW agreement.
- British Gas and its affiliates shall have submitted a detailed plan, satisfactory to the Lieutenant Governor in Council, to reinstate the public float as described in the Undertakings.
- British Gas and its affiliates shall have submitted a detailed plan, satisfactory to the Lieutenant Governor in Council, to organize Consumers Gas' treasury operations within Consumers Gas.

- British Gas and its affiliates shall satisfy the Lieutenant Governor in Council that the immediate parent of Consumers Gas is incorporated and headquartered in Ontario.

The purchase of Consumers Gas was completed on December 14, 1990.

## NATURAL GAS RATES APPLICATIONS

### CONSUMERS GAS

***Main Rates Review — Fiscal 1990*** EBRO 464

The Board Energy Returns Officer audited Consumers Gas in 1989 and, based on his findings, the Board decided to review Consumers Gas' 1990 rates in a limited-issues hearing. Consumers Gas' evidence indicated a projected revenue deficiency of $10.3 million based on a request for a 14 percent rate of return on common equity and a 35 percent equity ratio.

The hearing commenced on April 19, 1990, and was completed on May 2, 1990. Matters relating to rate of return on common equity for Consumers Gas' 1990 and 1991 fiscal years were heard concurrently.

In its Decision dated July 19, 1990, and Addendum dated August 2, 1990, the Board found a revenue sufficiency of $6.0 million. The Board found a rate base of $ 1.539 billion, and a return on equity of 13.25 percent on a 35 percent common equity ratio.

**Summary of Financial Data**
**Fiscal 1990**

| | Requested | Allowed |
|---|---|---|
| | $ million | |
| Rate base | 1,579.1 | 1,539.4 |
| Utility income | 190.7 | 190.7 |
| Gross revenue deficiency/(sufficiency) | 10.3 | (6.0) |
| | Percentage | |
| Indicated rate of return | 12.08 | 12.39 |
| Required rate of return | 12.45 | 12.17 |
| Common equity ratio | 35.00 | 35.00 |
| Rate of return on common equity | 14.00 | 13.25 |

***Main Rates Application — Fiscal 1991*** EBRO 465

On December 1, 1989, Consumers Gas applied to the Board for an increase in its rates for its 1991 fiscal year based on a projected revenue deficiency of $50.8 million. Prior to the commencement of the hearing, Consumers Gas updated its evidence indicating a projected deficiency of $35.1 million based on a request for a 14 percent return on common equity and a 35 percent equity ratio. The update also reflected the new cost of gas arising out of the Amending Agreement between Consumers Gas and Western Gas Marketing Limited dated September 5, 1990. With respect to gas supply costs, Consumers Gas was seeking approval of a price of $2.02 per gigajoule for the contract year begining November 1, 1990. Before the hearing concluded, Consumers Gas indicated that its deficiency would increase by a further $30.1 million based on the TransCanada PipeLines Limited (TCPL) interim toll increase of January 1, 1991.

The hearing of evidence began on November 20, 1990, and concluded on January 8, 1991, lasting a total of twenty-four hearing days.

In its Decision with Reasons dated March 1, 1991, the Board found a revenue deficiency of $27.8 million (excluding the impact of the TCPL toll increase) and directed Consumers Gas to increase its rates effective October 1, 1990, to recover the deficiency. With respect to the TCPL interim toll increase, the Board accepted the company's evidence and directed Consumers Gas to increase its rates as of April 1, 1991, to recover the annualized impact of the increase of $30.1 million. The Board also approved the gas cost consequences of the Amending Agreement. In addition the Board directed Consumers Gas to use the 1991 purchased gas variation account (PGVA) to record

variances in prices of gas acquired by Consumers Gas between the effective date of the TCPL rate increase and April 1, 1991.

In the two most recent Consumers Gas decisions the Board had expressed concern about the company's labour productivity and the significant increases in its staff since 1987. The Board directed Consumers Gas to bring evidence to its next rate hearing of an effective program to implement, measure, and reward improvements in productivity.

**Summary of Financial Data**
**Fiscal 1991**

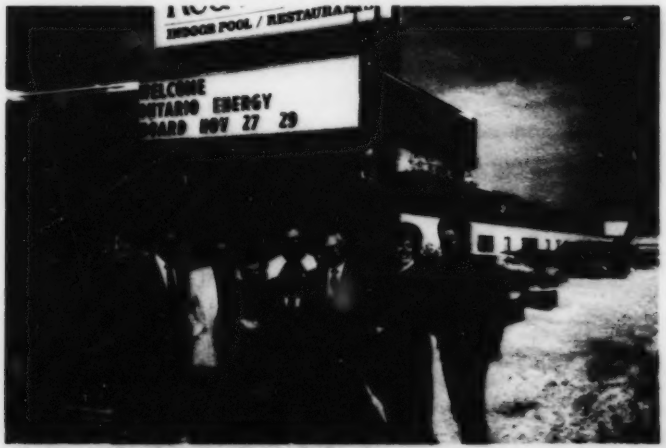
| | Requested | Allowed |
|---|---|---|
| | $ million | |
| Rate base | 1,709.9 | 1,665.2 |
| Utility income | 193.3 | 186.1 |
| Gross revenue deficiency | 35.1 | 27.8 |
| | Percentage | |
| Indicated rate of return | 11.32 | 11.18 |
| Required rate of return | 2.46 | 12.12 |
| Common equity ratio | 35.00 | 35.00 |
| Rate of return on common equity | 14.00 | 13.125 |

## ICG (now CENTRA)

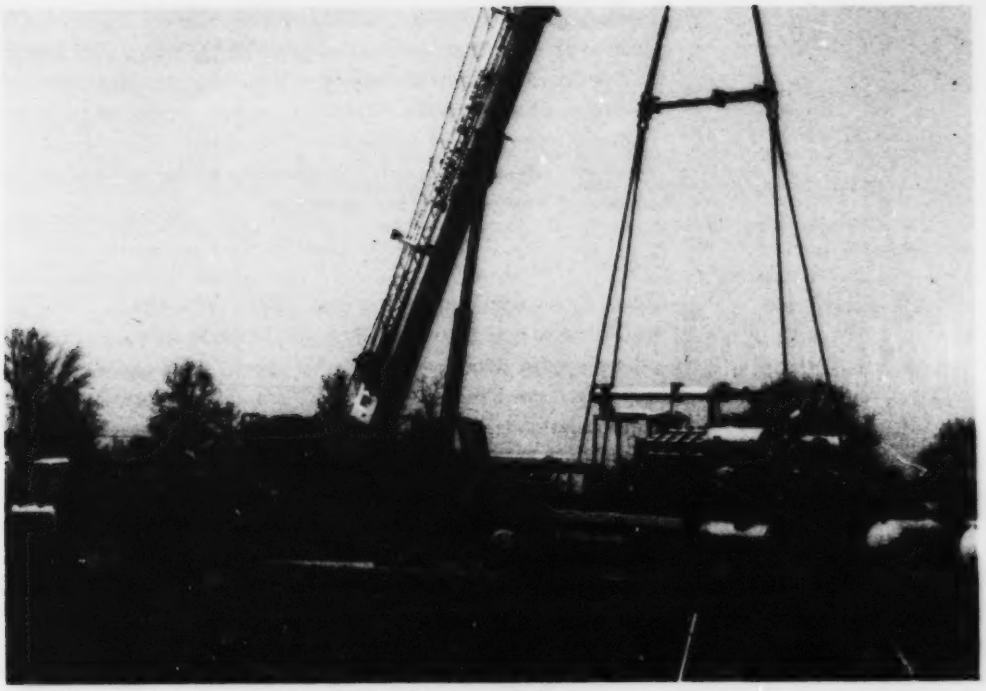
***Main Rates Application — Fiscal 1991*** EBRO 467

ICG applied to the Board on August 3, 1990, for an increase in rates for its 1991 fiscal year based on a projected revenue deficiency of $2.7 million. The projected revenue deficiency was later amended to $10.8 million largely to reflect an interim increase in TCPL's tolls and a change in the company's request for a return on common equity. The revised revenue deficiency was based on a request for a 15 percent rate of return on common equity and a 36 percent equity ratio.

On November 5, 1990, the hearing of Phase I (revenue requirement) evidence began. Under ICG's application, the Fort Frances customers would be subject to a rate increase over and above the system-wide proposed increases. The Town of Fort Frances brought a motion before the Board on November 13, 1990, requesting that part of the hearing be held in the town. The Board decided that the customers in the Fort Frances area ought to be given an opportunity to attend the hearing, not only to be heard by the Board, but also to hear the evidence and cross-examination presented to the Board that specifically dealt with the Fort Frances increase. Consequently the Board began the hearing of the Phase II (cost allocation and rate design) evidence in Fort Frances on November 27, 1990. The Board also granted funding to the town under the Intervenor Funding Project Act.




*The Town of Fort Frances welcomes the Board*



*Compressor lifted into place at Centra's Oil Springs East storage facility*

On December 3, 1990, the Board began hearing evidence related to the 1990 Gas Pricing Agreement signed by ICG and Western Gas Marketing Limited. ICG had requested that the Board approve the gas cost consequences of the 1990 Gas Pricing Agreement for the period from November 1, 1990, to October 31, 1993.

On January 21, 1991, the Board began hearing the remaining Phase II evidence. ICG applied for, among other things, a new cogeneration rate and rates intended to promote the use of certain energy efficient technologies.

The Board's Decision had not been issued by the close of the fiscal year.

## NRG

***Main Rates Application — Fiscal 1991*** EBRO 468

NRG applied to the Board on June 15, 1990, for a rate increase for its 1991 fiscal year beginning October 1, 1990. On October 1, 1990, the Board declared NRG's then existing rates to be interim for a period not to exceed one year. The company projected a revenue deficiency of $472,990 based on a requested return of 15.04 percent on a utility rate base of $4,324,855.

The hearing was held on October 17 to 19, was adjourned, and reconvened for one day on December 10, 1990. In its Decision with Reasons, dated February 28, 1991, the Board found a revenue deficiency of $158,178 based on a total rate base of $4,245,172 and a rate of return on that rate base of 13.04 percent. The Board found a 14 percent rate of return on common equity on a 32.1 percent common equity ratio. The effective date for the new rates was October 1, 1990, and the implementation date was set by the Board at April 1, 1991. The Board directed NRG to recover the deficiency for the period October to March 1991 through a "one-time" charge to be added to customer bills in two instalments.

## ONTARIO HOUSING CORPORATION

***Rate Adjustment Application*** EBRO 459

On February 14, 1989, the Ontario Housing Corporation (OHC) applied to the Board for an order fixing the amount of the discount with respect to the competitive market rate adjustment (CMRA) and volume related automatic discount (VRAD) to be applied by Consumers Gas for the combined volumes of gas delivered to 60 OHC locations during the period November 1, 1986, to February 24, 1988. The Board ordered that the hearing of the OHC application be concurrent with the

hearing of the Consumers Gas EBRO 465 application. The portion of the joint hearing devoted to the OHC application took place on December 12, 13, and 18, 1990, and January 8, 1991.

The Board issued its Decision with Reasons on March 21, 1991. It found that OHC was not eligible to receive a higher CMRA/VRAD discount by combining the volumes delivered to the 60 locations under its contract, and disallowed OHC's claim that it was due a rebate of $879,203. The Board, however, ordered Consumers Gas to refund $35,000 to OHC, at the expense of its shareholders, for classifying Regent Park at too high a rate.

## TECUMSEH

***Main Rates Application — Fiscal 1991*** EBRO 466

On February 1, 1990, Tecumseh applied to the Board for a rate increase for its 1991 fiscal year, based on a projected deficiency of $2.009 million. This projected deficiency was later amended to $0.592 million reflecting Tecumseh's revised fiscal 1990/91 forecast, based on actual results for seven months and forecast data. The deficiency was based on a request for 13.50 percent rate of return on common equity and a 36.38 percent common equity ratio.

As part of its pre-filed evidence, Tecumseh submitted a geological and reservoir engineering study that examined the issue of unaccounted-for base pressure gas. The study concluded that from 1964 to November 1990, 6.816 Bcf of base pressure gas had either migrated or been lost. As a result, Tecumseh proposed to reduce its base pressure gas account in rate base by $6,969,159 in total over the next ten years for recovery in rates. Rate base for fiscal 1991 was forecast at $91 million.

The hearing of evidence began on March 5, 1991, and lasted five days. The Decision of the Board is still pending at the close of the fiscal year.

## UNION

***Main Rates Application — Fiscal 1992*** EBRO 470

Union Gas Limited applied to the Board on August 29, 1990, for a rate increase for its 1992 fiscal year commencing April 1, 1991. The original submission was amended in December 1990 to reflect higher TCPL tolls and a preferred share issue, planned for the test year, of $75 million. Under this amended final submission, Union's projected revenue deficiency was $55.729 million, based on a rate base of $1.505 billion, a 14.75 percent rate of return on common equity, and a 29 percent common equity ratio. Approval of this deficiency by the Board would result in a rate increase for residential customers of about 4 percent.

The hearing began on January 7, 1991, and lasted for twenty-two days. The portion of the hearing on 1992 revenue requirements included a review of Union's cost of capital and gas supply contracts. The hearing also reviewed matters of cost allocation and rate design. In its Decision with Reasons dated April 2, 1991, the Board found a rate base of $1.484 billion, a return on common equity of 13.5 percent, and a total revenue deficiency of $40.471 million.

**Summary of Financial Data**
**Fiscal 1992**

| | Requested | Allowed |
|---|---|---|
| | $ million | |
| Rate base | 1,505.2 | 1,484.7 |
| Utitlity income | 152.6 | 152.7 |
| Gross revenue deficiency | 55.7 | 40.4 |
| | Percentage | |
| Indicated rate of return | 10.14 | 10.28 |
| Required rate of return | 12.23 | 11.82 |
| Common equity ratio | 29.00 | 29.00 |
| Return on common equity | 14.75 | 13.50 |

## FACILITIES APPLICATIONS

### CONSUMERS GAS

***Town of Deep River*** EBLO 231

On October 11, 1989, Consumers Gas applied to the Board for authorization to construct an NPS 4 transmission line to serve the Town of Deep River. The Board had considered, and rejected, a similar application in 1986.

The hearing was held in Toronto on April 26, 27, and May 1, 1990. The major issue in the hearing was the economic feasibility of the project. The Board issued an Interim Decision on June 18, 1990, allowing the project to proceed provided Consumers Gas negotiated a contribution in aid of construction of $400,000 to raise the benefit-to-cost ratio from 0.38 to 0.70. The Board allowed Consumers Gas until December 31, 1990, to provide evidence that such a financial contribution had been negotiated.

By letter dated December 17, 1990, Consumers Gas requested an extension of the deadline until June 30, 1991. The hearing was reconvened on January 17, 1991, at which time the Board heard evidence that Consumers Gas and the Town of Deep River had began to negotiate a financial contribution. The Board granted the request for an extension of the deadline to June 30, 1991.

***Parkway Belt West*** EBLO 235

On September 28, 1989, Consumers Gas applied to the Board for leave to construct 13 kilometres of NPS 36 pipeline as an extension of its Parkway Belt system from a point west of Albion Road in Mississauga to its Keele Street station in Toronto. The hearing was held on March 20, 1990. This section of pipeline was approved by the Board in its Decision dated May 4, 1990, and construction was completed in the summer of 1990.

*Consumers Gas constructing forms for concrete valve supports in its extension of its Parkway Belt West pipeline*

### ICG (now CENTRA)

***Front of Leeds and Lansdowne*** EBLO 236

On March 5, 1990, ICG applied for a certificate of public convenience and necessity to serve Lansdowne in the Township of the Front of Leeds and Lansdowne and for leave to construct an NPS 4 transmission line from the TCPL transmission line approximately 6 kilometres to Lansdowne.

The hearing took place on September 26 and 27 and October 3, 1990. Consumers Gas intervened and opposed the application. Although both Consumers Gas and ICG held valid franchise agreements to serve the township, only Consumers Gas held the necessary certificate of public convenience and necessity. The major issue was that of economic feasibility, which was based on the assumption that the Lansdowne Distribution Centre, a warehouse and truck terminal,

*Consumers Gas bores under Keele Street as part of its Parkway Belt West pipeline extension*

would be constructed by 1992. Without the distribution centre the profitability index of the project, as computed by Centra, dropped to 0.57.

The Board did not approve the application. In its Decision with Reasons, dated December 14, 1990, it stated that it will not approve a project heavily dependent on one facility whose future is not assured. The Board concluded that the proposed system expansion by ICG into Lansdowne is not within the public interest. The Board also directed that four customers being served improperly by ICG in the township be transferred to Consumers Gas.

## UNION

### *Dawn—Trafalgar Pipeline Expansion* EBLO 234

*Phase I Kirkwall to Hamilton*

On July 24, 1989, Union applied for leave to construct three sections of NPS 48 pipeline along the Dawn-Trafalgar transmission system, which runs from Lambton County to the Regional Municipality of Halton. The first section was 48.5 kilometres in length from the Lobo compressor station to the Beachville transmission station. The second section was 10.3 kilometres from the Kirkwall valve site to the Hamilton valve site. The third was 11.0 kilometres from Milton to the Parkway compressor station. The hearing of this case was in two phases. Phase I, the Kirkwall-to-Hamilton section, was approved by the Board on March 12, 1990, and it was constructed in the summer of 1990.

*Phase II Lobo to Beachville and Milton to Parkway*

The hearing for Phase II of the proposed expansion involved the participation of the Middlesex-Oxford Landowners Committee and Association. This group had specific concerns with the Lobo-to-Beachville section of the pipeline and about the routing of future Union pipelines along the Dawn-Trafalgar corridor. Also at issue was whether the construction of all of the 48.5 kilometres of the Lobo-to-Beachville section of pipeline was needed.

The Board in its Decision dated August 31, 1990, concluded that Union had only demonstrated the need to construct the section of pipeline from Lobo to St Marys (approximately 30 kilometres), in

addition to the Milton-to-Parkway section. The Board stated in its Decision that it would reopen Phase II to hear additional evidence by Union on the need for the St Marys-to-Beachville section. The Board also directed that independent inspectors be hired by a committee composed of representatives of the landowner group and Union and a staff member of the Board. This committee hired an independent firm to inspect construction of the Lobo-to-Beachville section in the summer of 1991. Following a reopening of the hearing on the St Marys-to-Beachville section the Board approved the pipeline in its Decision dated April 16, 1991.

***Kitchener/Waterloo Pipeline*** EBLO 237

On September 13, 1990, Union applied to the Board for leave to construct 33.4 kilometres of NPS 16 pipeline from the Owen Sound valve site north to its St Jacob's compressor station in order to increase the security of supply to the cities of Kitchener and Waterloo. The hearing was held on November 27, 1990. The Board issued its Decision on February 22, 1991, approving this section of pipeline for construction in the summer of 1991.

## GAS STORAGE AND DRILLING PERMIT APPLICATIONS

### UNION

***Enniskillen 28 Pool*** EBRM 95-1

A reference was received from the Minister of Natural Resources dated June 25, 1990, requiring the Board to report on two drilling permits sought by Union in the Enniskillen 28 Pool located in a designated gas storage area. A public hearing was held on February 19 and 20, 1991.

The Board in its Report dated April 15, 1991, recommended approval of the permit applications subject to environmental conditions intended to mitigate the impact of such drilling operations. The Board also recommended that Union be required to construct a temporary access road to the two proposed well sites.

***Observation Wells*** EBRM 98

The Minister of Natural Resources, on December 14, 1989, referred three applications for A1 carbonate observation wells in the Dawn and Waubuno designated storage areas to the Board. Letters of consent signed by the affected property owners were filed by Union for these wells, and the Board met with officials of Union on July 31, 1990, to review the applications.

The Board issued its Report on August 16, 1990, in which it recommended approval.

***Brine Disposal Well*** EBRM 99

Union applied to the Minister of Natural Resources on March 3, 1990, for a permit to drill a brine disposal well on its property at the Dawn operations centre in Lambton County. The application was referred by the minister to the Board on April 27, 1990. Union did not provide the Board with any prefiled material until February 26, 1991. The application is awaiting the outcome of discussions between Union and staff of the petroleum resources section of the Ministry of Natural Resources, which will determine which fluids may be disposed of into the Detroit River formation using the well.

### ICG (now CENTRA)

***Oil Springs East Pool*** EBRM 100

ICG applied to the Minister of Natural Resources on September 4, 1990, for a permit to drill an A1 carbonate observation well in the Oil Springs East Pool. As required by Section 23 of the Ontario Energy Board Act, the minister referred the application to the Board for consideration. The application was made pursuant to a condition in the Board's Decision with Reasons (EBO 167/EBLO 233) dated February 8, 1990, authorizing ICG to inject gas into, store gas in, and remove gas from the pool.

The Board issued its Report on January 18, 1991, recommending approval of the permit without a hearing, subject to environmental conditions intended to mitigate the impact of drilling the well and moving heavy equipment to the well site.

# GLOSSARY OF TERMS AND ACRONYMS

***Argument*** The final step in a hearing, during which participants summarize their positions on various matters of concern based on the evidence adduced.

***Bcf*** One billion cubic feet, a measure of gas equivalent to 28.328 million cubic metres.

***Board Order*** A legal document directing the implementation of a Board Decision. An Order is binding on the indicated parties.

***Board Recommendation*** Usually contained in a Board report to a minister or to the Lieutenant Governor in Council, on Ontario Hydro or some other energy-related matter. Board recommendations are not binding except in matters set out under Section 23 of the Ontario Energy Board Act.

***Bulk Power Rates*** Wholesale electricity rates to municipalities and certain industrial customers of Ontario Hydro having an average annual power demand of 5,000 kilowatts or more.

***Bypass*** The total avoidance of the local distribution company's system for the transportation of gas.

***Designated Gas Storage Area*** A land area containing geological formations into which the Board may authorize a person to inject, store, and remove gas. Injection of gas for storage into any geological formation outside a designated storage area is prohibited under Section 20 of the Ontario Energy Board Act.

***Direct Sales*** Purchases of natural gas supply negotiated between producers and end-users at prices excluding transportation; pipeline transportation arrangements must be negotiated separately with TCPL and the local distribution utility.

***Gigajoule (GJ)*** A measure of energy content in fuel. A typical residential consumer of gas might use about 130 gigajoules per year for household heating (one GJ of thermal energy equals approximately 0.95 million cubic feet of natural gas).

***GWh*** Gigawatt hour

***Interrogatories*** Written requests for the supply of additional information, or clarification of information already received.

***Intervention*** Notice of intent to participate in hearings, stating the interest in the proceeding. The person or group is called an intervenor.

***LDC*** Local distribution company

***Non-Utility Generation (NUG)*** Generation of electricity by a privately owned company.

***NPS*** Nominal pipe size; for example, NPS 24 refers to a pipe with an approximate exterior diameter of 610 mm or 24 inches.

***Ontario Pipeline Coordination Committee (OPCC)*** An interministerial committee, chaired by a member of the OEB staff, and including designates from those ministries of the Ontario government which collectively have a responsibility to ensure that pipeline construction and operation have minimum undesirable impact on the environment. The environment, perceived in a broad sense, covers agriculture, parklands, forests, wildlife, water resources, social and cultural resources, public safety, and landowner rights.

***Rate Base*** The amount that a utility has invested in assets that are used or useful in providing service, minus accumulated depreciation, plus an allowance for working capital and any other items which the Board may determine. Rate base may also be net of accumulated deferred income taxes.

***Rate of Return on Common Equity*** Utility income, after tax, expressed as a percentage of the amount of common equity approved for inclusion in the utility's capital structure.

***Rate of Return on Rate Base*** Utility income, after tax, that a utility is allowed to earn expressed as a percentage of the rate base. Note that this return is not guaranteed to the utility. Rather, this is the return that the company has a reasonable opportunity to earn given forecast conditions.

***Revenue Requirement*** The allowed expenses of the utility are added to the allowed return on rate base to obtain the amount of revenue the utility must recover through rates to cover its costs of providing service.

***Spacing Unit*** A prescribed area (generally 50 acres) established by regulation for the purpose of drilling a well for the production of oil and gas.

***TCPL*** TransCanada PipeLines Limited

***Test Year*** A prospective period of twelve consecutive months (usually the company's next full fiscal year) for which projections of revenues, costs, expenses, and rate base are examined by the Board in order to set rates which will allow the utility the opportunity to earn a reasonable rate of return.

***Throughput*** Gas sales, direct purchase and transportation volumes, and, where applicable, storage volumes.

1990-1991

# COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

## RAPPORT ANNUEL

# TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION *3*

STRUCTURE *11*

AUDIENCES PUBLIQUES *13*

RÉCAPITULATION DES ACTIVITÉS *15*
- Examen de la demande d'Ontario Hydro *16*
- Autres affaires renvoyées à la Commission *17*
- Demandes relatives aux tarifs du gaz naturel *18*
- Demandes relatives à des installations *22*
- Demandes de permis de stockage de gaz et de forage *24*

LEXIQUE DE TERMES ET SIGLES *26*

Les bureaux de la Commission de l'énergie de l'Ontario sont situés au
2300, rue Yonge
Bureau 2601
Toronto (Ontario)
(416) 481-1967

On peut se procurer des exemplaires du présent rapport et d'autres publications de la Commission à la librairie du gouvernement de l'Ontario au 880, rue Bay, Toronto, tél. (416) 326-5300.

Les personnes habitant à l'extérieur de Toronto peuvent s'adresser au Service des publications, ministère des Services gouvernementaux, 880, rue Bay, 5e étage, Toronto (Ontario) M7A 1N8. Pour les appels interurbains sans frais, composez le 1-800-668-9938.

ISSN 0317-4891

Photographies fournies par : Vincenzo Pietropaolo (la présidente et membres de la Commission) ; Peter O'Dell (personnel de la Commission) ; Ontario Hydro (centrales électriques) ; The Consumers' Gas Company Ltd., Union Gas Ltd. et Centra Gas Ontario Inc. (installations de gaz naturel)

Minister
Ministre

Ministry
of
Energy

Ministère
de
l'Énergie

Queen's Park
Toronto, Ontario
M7A 2B7
416/327-2936
Fax 327-1216

Queen's Park
Toronto (Ontario)
M7A 2B7
416/327-2936
Télécopieur 327-1216

A son honneur Lincoln M. Alexander
Lieutenant-gouverneur de la
province de l'Ontario:

J'ai l'honneur de présenter le rapport annuel de la Commission de l'Énergie de l'Ontario décrivant les diverses activités de l'exercice 1990-1991.

Veuillez agréer, votre honneur, l'assurance de ma très haute considération.

Le ministre de l'Énergie
William A. Ferguson

100% Recycled Paper
Paper Recyclé à 100%

# INTRODUCTION

Le gaz naturel revêt une grande importance pour l'Ontario, tant comme source d'énergie que comme matière première dans divers secteurs, principalement dans celui des produits chimiques. Le gaz naturel constitue le principal combustible de tous les secteurs de l'économie, excepté celui des transports, et il est le combustible privilégié pour le chauffage de l'eau et des locaux dans la province. En fait, l'Ontario utilise plus de gaz naturel que toute autre province, sa consommation représentant environ 42 pour 100 du total de la demande de gaz naturel canadien. Le gaz représente quelque 31 pour 100 de l'énergie consommée dans la province, tandis que l'électricité, dont la popularité va croissant, représente 18 pour 100 environ. Les combustibles et carburants liquides (pétrole et liquides du gaz naturel), le charbon et le bois viennent compléter la liste des sources d'énergie utilisées dans la province.

La Commission de l'énergie de l'Ontario est chargée de réglementer l'industrie du gaz naturel en fixant les tarifs, en autorisant la construction des lignes de transport et en avalisant les accords de concession. En outre, la Commission conseille le ministre de l'Énergie sur des questions générales touchant l'industrie du gaz naturel, de même que sur des aspects intéressant Ontario Hydro. Dans tous les cas qui lui sont soumis, la Commission veille à l'équité des tarifs et à la sauvegarde de l'intérêt public, et s'assure que les approvisionnements sont toujours suffisants.

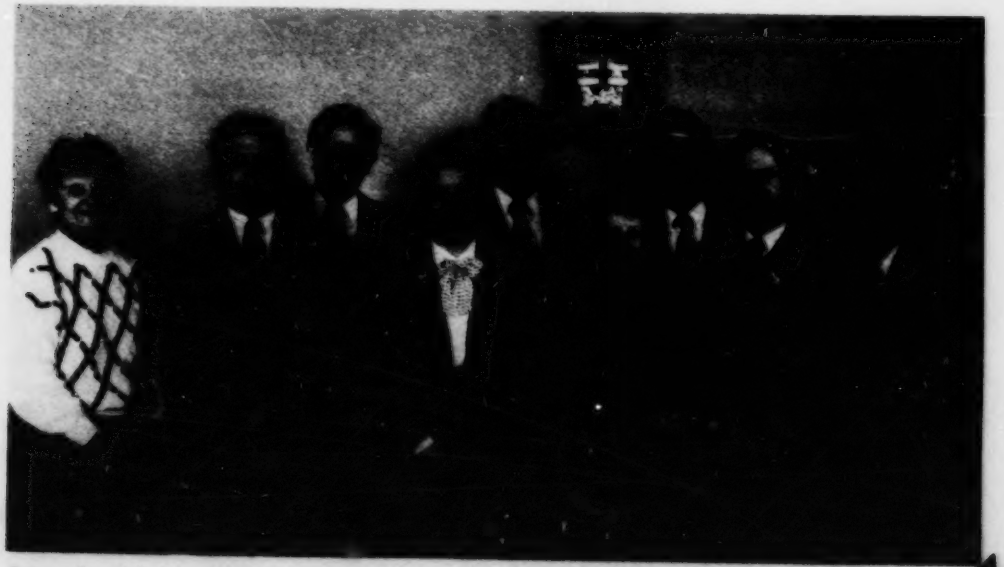
Le présent rapport décrit le mandat de la Commission, ainsi que son rôle et ses obligations. Il contient une liste de toutes les activités menées durant l'exercice écoulé, dont certaines sont présentées dans leurs grandes lignes.

## MANDAT

La Commission de l'énergie de l'Ontario a été créée en 1960 à titre d'organisme officiel et impartial chargé de réglementer divers aspects de l'industrie ontarienne du gaz naturel. Outre ses fonctions de réglementation, la Commission, à la demande du lieutenant-gouverneur en conseil, du ministre de l'Énergie ou du ministre des Richesses naturelles, formule des recommandations sur diverses questions relatives à l'énergie telles que, par exemple, les modifications apportées par Ontario Hydro à ses tarifs de vente en gros. Dans toutes ses activités, la Commission de l'énergie de l'Ontario vise avant tout à servir le public et à protéger ses intérêts.

La plupart des responsabilités et pouvoirs de la Commission sont énoncés dans la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et, accessoirement, dans six autres lois, à savoir :

- la *Loi sur les concessions municipales*;
- la *Loi sur les richesses pétrolières*;



*Les membres de la Commission au 31 mars 1991. De gauche à droite : V.W. Bielski, R.R. Perdue, C.W.W. Darling, S.J. Wychowanec (présidente), C.A. Wolf Jr, P.W. Chapple, O.J. Cook, R.M.R. Higgin, J.C. Allan*

- la *Loi sur les services publics*;
- la *Loi sur l'évaluation foncière*;
- la *Loi sur la Société du chauffage par district de Toronto*;
- la *Loi de 1988 sur le projet d'aide financière aux intervenants.*

La *Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants* a été proclamée le 1er avril 1989 par le lieutenant-gouverneur en conseil. Ce projet pilote, d'une durée de trois ans, prévoit un mécanisme permettant de financer d'avance le recours des intervenants qui comparaissent devant certaines instances officielles, y compris la Commission de l'énergie de l'Ontario. Il prescrit les critères sur lesquels doit s'appuyer le comité d'examen établi en vertu de la Loi lorsqu'il décide d'approuver ou de rejeter une demande d'aide financière présentée par un intervenant.

Les procédures de la Commission sont gouvernées par la *Loi sur l'exercice des compétences légales* ainsi que par ses propres règles provisoires de pratique et de procédure.

## RÔLE ET RESPONSABILITÉS

### FIXATION DES TARIFS DU GAZ NATUREL

Toutes les compagnies de gaz naturel vendent et transportent du gaz dans les régions de la province où elles détiennent une concession. Le marché de l'énergie est désormais soumis aux lois de la concurrence, car les acheteurs peuvent traiter directement soit avec les producteurs de gaz, soit avec les distributeurs, ou encore choisir une autre source d'énergie. Du fait que le transport du gaz nécessite un vaste réseau de pipelines et d'installations de stockage, le monopole demeure la plus efficace des formules puisqu'il ne tolère pas le double emploi et empêche les augmentations tarifaires qui auraient lieu autrement.

En Ontario, les tarifs applicables à la vente du gaz doivent être approuvés par la Commission. En vertu de la loi, les distributeurs de gaz sont tenus de soumettre leurs projets de tarifs à l'approbation de la Commission. Les tarifs de chaque compagnie sont fixés à l'issue d'une audience publique. La durée d'une audience importante est de trois à quatre semaines environ.

Les tarifs ne sont pas les mêmes pour les consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels. Lorsqu'elle établit les tarifs, la Commission tient compte des coûts associés aux fluctuations de la demande des différentes catégories de consommateurs. Ainsi, la demande de gaz naturel utilisé pour le chauffage résidentiel varie en fonction des conditions météorologiques et de la période de la journée. Par conséquent, il en coûte plus cher, par unité, d'approvisionner les abonnés résidentiels

***Union Gas continue d'agrandir son réseau de transport avec la construction d'un gazoduc d'un diamètre de 48 pouces, sur une longueur de 60 kilomètres, de Milton au canton de Dawn.***

que les industries, ces dernières consommant de grandes quantités de gaz à des volumes plus constants.

La Commission s'efforce de réaliser un équilibre entre les prix que doivent payer les consommateurs, d'une part, et le rendement que les actionnaires de chaque compagnie sont autorisés à tirer de leur investissement, d'autre part. Les tarifs doivent être justes et raisonnables pour les clients comme pour les actionnaires. Avant d'arrêter une décision, la Commission prend en considération les dépenses antérieures, actuelles et futures, la conjoncture, les prévisions, les tendances économiques et les recettes escomptées des compagnies.

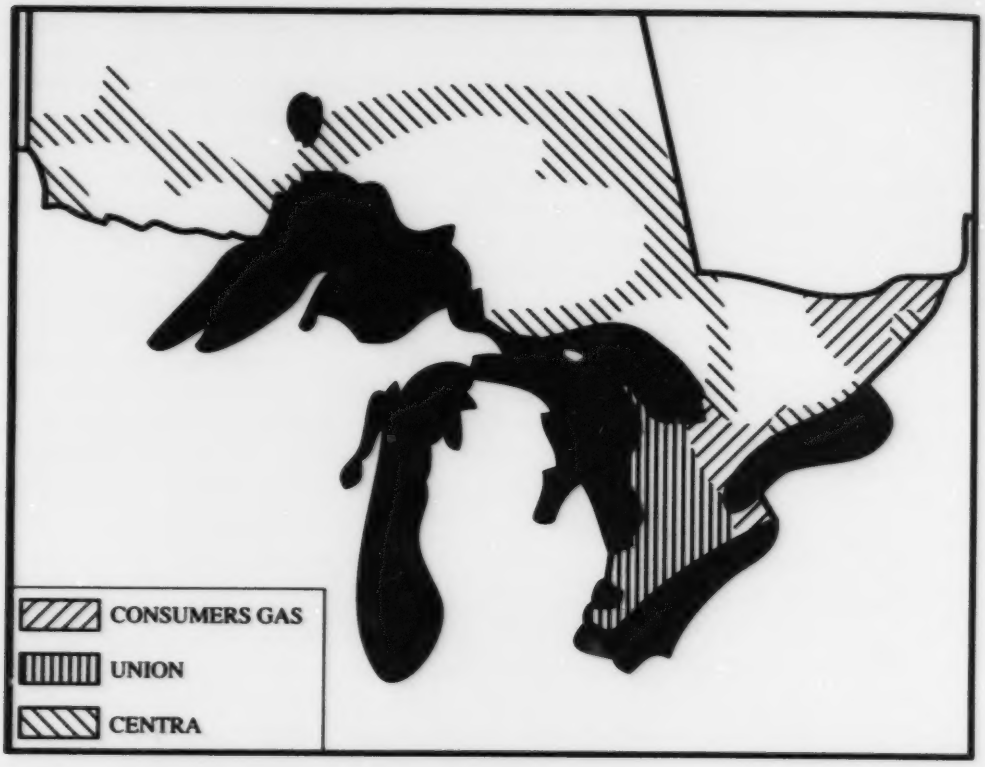
La Commission peut accorder un redressement tarifaire provisoire aux compagnies ou aux consommateurs lorsque les frais ou les revenus d'une compagnie de services publics subissent ou sont sur le point de subir des modifications importantes. En pareil cas, ces rajustements peuvent faire l'objet d'une audience spéciale qui dure généralement un jour ou deux. Les tarifs provisoires sont sujets à révision et ne deviennent définitifs qu'à partir du moment où la Commission rend sa décision finale et émet une ordonnance.

Dans le cadre des audiences relatives aux tarifs, la Commission doit non seulement s'assurer que les compagnies de services publics pratiquent des tarifs raisonnables, mais encore que le service fourni est de qualité satisfaisante.

**The Consumers' Gas Company Ltd.** est le plus important distributeur canadien de gaz naturel et dessert quelque 1 058 450 consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels dans le sud, le centre et l'est de l'Ontario. Par le biais de sociétés affiliées ne relevant pas de la compétence de la Commission, *Consumers* distribue également du gaz dans l'ouest du Québec et le nord de l'État de New York. Au 30 septembre 1990, date de clôture de son dernier exercice financier, son assiette des tarifs se chiffrait à 1,541 milliard de dollars. Le volume total de gaz débité par *Consumers* durant cet exercice a été de 10,476 milliards de mètres cubes, ses recettes totales se montant à 1,772 milliard de dollars. Le 7 mars 1990, la compagnie *British Gas plc* a annoncé qu'elle avait l'intention d'acquérir toutes les actions ordinaires de *Consumers Gas*. La Commission a commencé son examen de la transaction proposée lors d'une audience publique qui s'est tenue le 26 juin 1990. Dans le rapport qu'elle a remis au lieutenant-gouverneur en conseil le 15 octobre 1990, la Commission recommandait l'approbation de la transaction.

**Union Gas Limited**, deuxième compagnie de distribution ontarienne par ordre d'importance, approvisionne les consommateurs du sud-ouest de la province. Elle exploite aussi un réseau de pipelines, d'installations de stockage et de stations de compression pour le compte de clients et d'autres entreprises de services publics dans l'est de l'Ontario et au Québec. Au 31 mars 1991, son assiette des tarifs s'établissait à environ 1,3 milliard de dollars. Elle comptait plus de 613 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels, et son réseau aura débité un volume total estimé à 16,7 milliards de mètres cubes pendant l'exercice financier 1991, y compris le gaz acheminé pour le compte d'autres compagnies distributrices. Le volume total de gaz livré à des clients s'occupant de distribution (c'est-à-dire à des compagnies qui vendent ou transportent du gaz) atteignait 7,7 milliards de mètres cubes. Pendant le même exercice, *Union Gas Ltd.* a réalisé des recettes totales de 1,2 milliard de dollars.

**Centra Gas Ontario Inc.**, précédemment *ICG Utilities (Ontario) Ltd.*, approvisionne en gaz une centaine de collectivités du nord-ouest, du nord et de l'est de l'Ontario. Son réseau de distribution de gaz naturel se compose d'environ 6 142 kilomètres de pipelines raccordés à plus de 76 points sur le réseau de transport de TransCanada PipeLines (TCPL). Le réseau de *Centra* est constitué d'une série d'embranchements le long du réseau ontarien de TCPL, de Kenora aux rives du lac Ontario et jusqu'au Saint-Laurent. Au 31 décembre 1990, l'assiette des tarifs de *Centra* se chiffrait en moyenne à




plus de 451 millions de dollars. Pour approvisionner quelque 183 000 abonnés, la compagnie a acheminé en tout 3,428 milliards de mètres cubes de gaz. Ses recettes totales durant l'exercice 1990 ont atteint environ 482 millions de dollars. En avril 1990, *Westcoast Energy Inc.* a racheté ICG à *Inter-City Gas Corporation*. Le nom de la société est devenu *Centra Gas Ontario Inc.* en janvier 1991.

**Natural Resource Gas Limited (NRG)** est une petite entreprise de services publics fournissant du gaz à 2 303 abonnés de la région d'Aylmer. Au 30 septembre 1990, son assiette des tarifs était en moyenne de 3,808 millions de dollars, et le volume total de ses ventes était de 12 059 millions de mètres cubes. La compagnie affichait des recettes d'environ 3,348 millions de dollars pour son exercice financier 1990.

**Tecumseh Gas Storage Limited** exploite des réservoirs de stockage de gaz dans le sud-ouest de l'Ontario. Contrôlée conjointement par la Compagnie pétrolière impériale et *Consumers*, et exploitée exclusivement par *Consumers Gas*, cette compagnie a réalisé des recettes d'environ 19,7 millions de dollars pendant son exercice financier 1991. *Consumers Gas* et *Union* sont les seuls clients de Tecumseh.

## EXAMEN DES TARIFS D'ONTARIO HYDRO

Les tarifs de vente en gros d'électricité d'Ontario Hydro (applicables aux municipalités et à certains consommateurs industriels) sont établis par le Conseil d'administration de la Société. Toutefois, lorsqu'Ontario Hydro désire modifier ses tarifs, elle doit soumettre une proposition en ce sens au ministre de l'Énergie, qui saisit la Commission du dossier en lui fournissant toutes les données techniques et financières pertinentes. À l'issue d'une audience publique qui débute généralement fin mai ou début juin et qui dure environ quatre semaines, la Commission rédige un rapport assorti de recommandations qu'elle remet au ministre de l'Énergie au plus tard le 31 août de chaque année. Le rôle de la Commission étant consultatif, ses recommandations n'ont pas force exécutoire pour Ontario Hydro.

**Ontario Hydro est la plus importante société d'État en Ontario. Au 31 décembre 1990, elle possédait un actif de 39,37 milliards de dollars et desservait, directement ou indirectement, plus de 3,63 millions de clients, dont 85 pour 100 d'abonnés résidentiels. La vente de 130 875 GWh dans la province et de 577 GWh à l'exportation lui ont permis d'enregistrer des recettes de 6,5 milliards de dollars durant l'exercice 1990.**

## RENVOIS ET AUDIENCES GÉNÉRALES

Le lieutenant-gouverneur en conseil, le ministre de l'Énergie et le ministre des Richesses naturelles peuvent demander à la Commission de tenir une audience publique sur une question précise et de leur faire rapport. Ces renvois portent d'ordinaire sur des questions liées à l'énergie et suscitent souvent un vif intérêt parmi le public. Là encore, la Commission joue un rôle consultatif, sans plus.

Par ailleurs, en cas de changement envisagé de propriétaire d'une entreprise de services publics, la Commission peut être appelée à tenir une audience et à faire rapport. L'autorisation du lieutenant-gouverneur en conseil est obligatoire lorsqu'une entreprise de services publics exprime l'intention de vendre ses biens ou de fusionner avec une autre entreprise à vocation semblable, et lorsqu'un particulier compte acheter plus de 20 pour 100 des actions d'une entreprise de services publics, quelle que soit la catégorie d'actions en cause. La Commission peut recommander qu'il n'y ait pas d'audience, ou peut au contraire tenir une audience et présenter son rapport et ses recommandations au lieutenant-gouverneur en conseil.

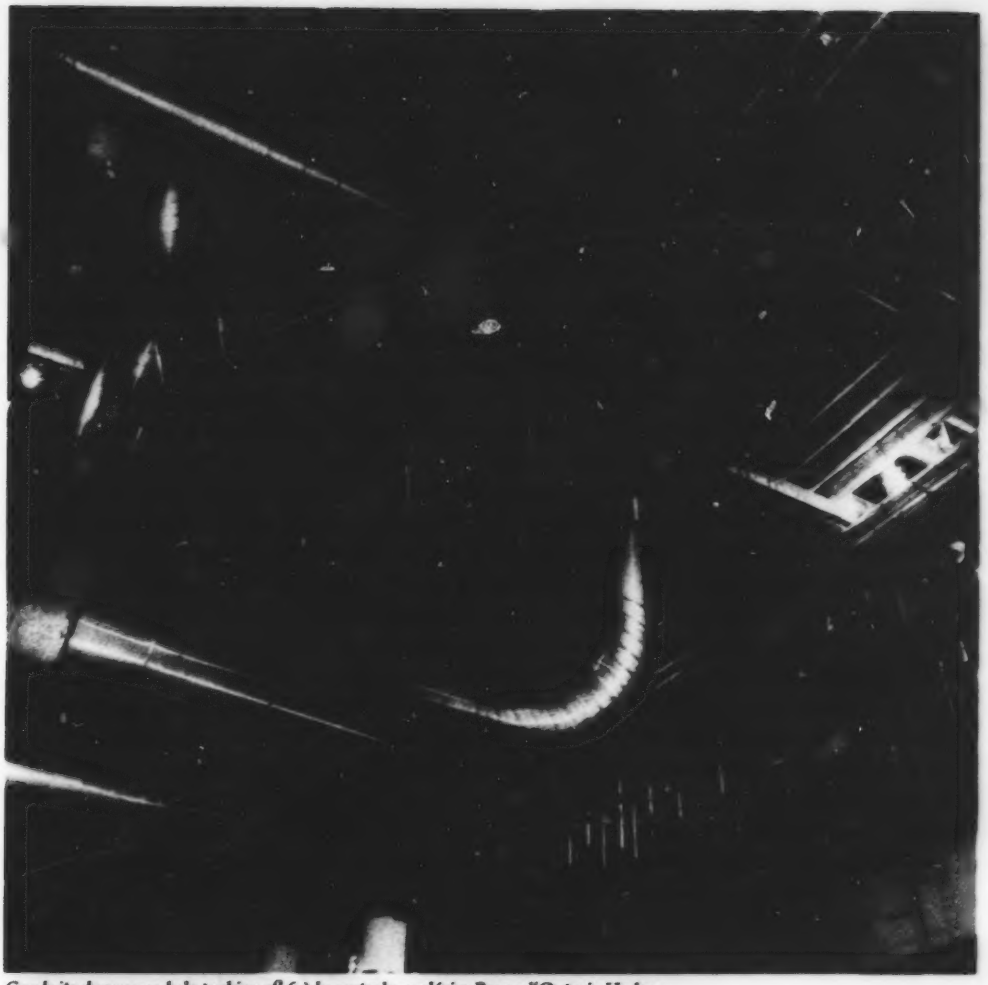
La Commission peut aussi, de sa propre initiative, tenir des audiences générales pour examiner des questions qui relèvent de sa compétence. Ces audiences sont généralement déclenchées par des tendances nouvelles ou des questions qui suscitent un intérêt ou une inquiétude particulière; elles abordent les sujets dans un contexte plus global que ne le permettrait une audience ponctuelle.

## APPROBATION DE NOUVELLES INSTALLATIONS

Les compagnies désireuses de construire un pipeline pour le transport de gaz naturel en Ontario doivent obtenir l'autorisation de la Commission. En outre, tous les projets de construction sont examinés par le Comité ontarien de coordination des pipelines (COCP), organisme interministériel chargé des questions de sécurité et des répercussions environnementales relatives à la construction des pipelines. Placé sous la présidence d'un membre de la Commission, le COCP se compose de représentants des ministères de l'Agriculture et de l'Alimentation, de l'Énergie, de l'Environnement, de la Consommation et du Commerce, des Richesses naturelles, de la Culture et des Communications, des Affaires municipales et des Transports. Se joignent aussi au comité, s'il y a lieu, les représentants d'organismes régionaux que les compagnies de gaz naturel consultent aux premiers stades de leurs travaux de planification.

Le COCP tâche de s'assurer que la construction des pipelines n'entraîne pas, à long terme, des conséquences néfastes pour l'environnement, et que les perturbations à court terme restent minimes pendant les travaux. Ce faisant, le comité étudie chaque proposition, examine les divers tracés et emplacements possibles, et règle toutes les questions soulevées avant qu'une demande officielle d'autorisation de construire ne soit présentée à la Commission.

Lorsqu'elle reçoit une telle demande, la Commission doit décider si le projet sert effectivement les intérêts du public, après l'avoir examiné du point de vue de la sécurité, de la rentabilité, des retombées pour la collectivité, de la sécurité d'approvisionnement, des avantages pour la compagnie et des incidences environnementales. La brochure de la Commission de l'énergie de l'Ontario intitulée *Directives environnementales applicables à la localisation, la construction et l'exploitation des canalisations de transport d'hydrocarbures en Ontario*, énonce tous les critères à respecter. Cette publication a été élaborée de concert avec les ministères et organismes provinciaux intéressés par la construction des pipelines. Ce document, dont la version définitive a été réalisée et distribuée en janvier 1990, contient les toutes dernières normes et mesures appliquées par chaque ministère en



*Conduite de vapeur de la turbine nº 6 à la centrale nucléaire Bruce d'Ontario Hydro.*

matière de protection de l'environnement. Les *Directives environnementales* accordent aussi au public une place plus importante dans la planification des projets de pipelines.

Lorsqu'elle accorde son approbation à un projet, la Commission émet une ordonnance accordant l'autorisation de construire. Elle autorise également les expropriations nécessaires à l'installation des pipelines et des installations connexes, et son consentement est exigé lorsqu'un pipeline doit traverser une route, une ligne à haute tension ou un fossé.

## APPROBATION DES ACCORDS DE CONCESSION

Toute municipalité peut accorder à la compagnie de gaz de son choix le droit de fournir un service sur son territoire et d'utiliser les emprises routières. Mais avant que puisse être adopté le règlement municipal dont dépend l'attribution de la concession, la Commission doit approuver les conditions afférentes à l'accord de concession.

Bon nombre des accords actuels, qui remontent à trente ans ou plus, sont sur le point d'expirer. Les négociations entre une municipalité et une compagnie de services publics peuvent être longues et difficiles. C'est pourquoi le Comité des accords de concession a été créé en 1985 en vue de rédiger un modèle d'accord dont s'inspireraient tous les accords nouveaux ou reconduits. Le modèle, qui est entré en vigueur en 1988, établit les conditions types devant présider à la distribution du gaz, à l'utilisation des emprises routières, aux autorisations de travaux, et à la remise en état des terres une fois la construction achevée.

## CERTIFICATS D'INTÉRÊT PUBLIC ET DE NÉCESSITÉ

Nul ne peut construire un ouvrage d'approvisionnement en gaz dans une municipalité sans l'autorisation préalable de la Commission. Délivrée sous forme de certificat, cette autorisation n'est consentie que si l'intérêt et la nécessité publics semblent la justifier.

## STOCKAGE DU GAZ NATUREL

L'aptitude à stocker le gaz est essentielle au bon fonctionnement du réseau de distribution de l'Ontario. Les réservoirs de stockage constituent donc une ressource naturelle très importante pour l'économie de la province. La plupart des emplacements de stockage sont d'anciens gisements de gaz situés dans le sud-ouest de la province. Le gaz qui y est stocké est utilisé par les transporteurs et les distributeurs pour répondre aux fluctuations de la demande et parer aux situations d'urgence. En règle générale, le gaz est stocké pendant l'été car la demande est relativement faible à cette période. Il est récupéré en période hivernale lorsque la demande est très forte. Grâce à ce système, le réseau de distribution du gaz provenant de l'Ouest canadien peut fonctionner efficacement.

En vertu de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, il est interdit de stocker du gaz dans une formation géologique à moins qu'il ne s'agisse d'un emplacement conforme à la description figurant dans le Règlement 700 des Règlements refondus de l'Ontario, 1980, pris en application de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*. Lorsqu'elle étudie une demande visant l'aménagement d'un réservoir naturel de stockage, la Commission doit déterminer si la structure géologique se prête à l'usage proposé et, dans l'affirmative, en définir les limites géographiques; elle établit en outre si le requérant a le droit d'exploiter ce réservoir, si la demande correspond à un besoin réel et si les activités prévues sont rentables. La Commission recommande au lieutenant-gouverneur en conseil les emplacements à désigner pour le stockage; elle autorise leur utilisation et décide de l'indemnisation payable aux personnes sous les propriétés desquelles se trouvent les réservoirs de stockage, en cas de désaccord entre ces derniers et les requérants.

Les demandes de permis de forage de puits dans une zone désignée de stockage de gaz doivent être soumises à l'examen de la Commission par le ministre des Richesses naturelles, au nom duquel les permis sont délivrés. Si le requérant est également l'exploitant autorisé de la zone de stockage, la Commission peut traiter la demande comme elle l'entend avant de faire rapport au ministre. Toutefois, si le requérant n'est pas l'exploitant autorisé, la Commission doit tenir une audience publique.

Les compagnies qui désirent stocker sous pression des fluides dans une formation géologique doivent obtenir un permis auprès du ministère des Richesses naturelles. Si le puits d'injection est situé à moins de 1,6 kilomètre d'une zone désignée pour le stockage du gaz, le ministre doit demander à la Commission d'étudier la question et de présenter un rapport à ce sujet, conformément à la *Loi sur les richesses pétrolières*.

La Commission réglemente l'association de divers intérêts qui s'unissent pour forer ou exploiter des puits de gaz et de pétrole dans un secteur unitaire, un champ ou un gisement. Elle réglemente aussi la nomination des gestionnaires et la répartition des coûts et avantages associés à ces activités de forage et d'exploitation.

## AUTRES QUESTIONS

Les compagnies de gaz naturel doivent utiliser le système de comptabilité uniforme établi par la Commission et ne peuvent s'en écarter sans son autorisation préalable. La Commission poursuit son travail de mise à jour du règlement prescrivant la classification des méthodes de comptabilité. Il s'agit de la première refonte de ce document depuis l'adoption de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, en 1966.

Les compagnies de gaz naturel communiquent régulièrement à la Commission des données sur leurs opérations et leurs résultats financiers. Lorsque les recettes d'une compagnie sont trop faibles ou trop élevées par rapport au taux de rendement permis, le directeur de la Commission chargé des enquêtes en matière d'énergie peut mener une enquête spéciale avec le concours de son personnel. La Commission peut, de sa propre initiative, exiger d'une compagnie qu'elle comparaisse devant elle pour lui fournir des explications sur ses recettes; elle peut également, le cas échéant, procéder à une révision des tarifs.

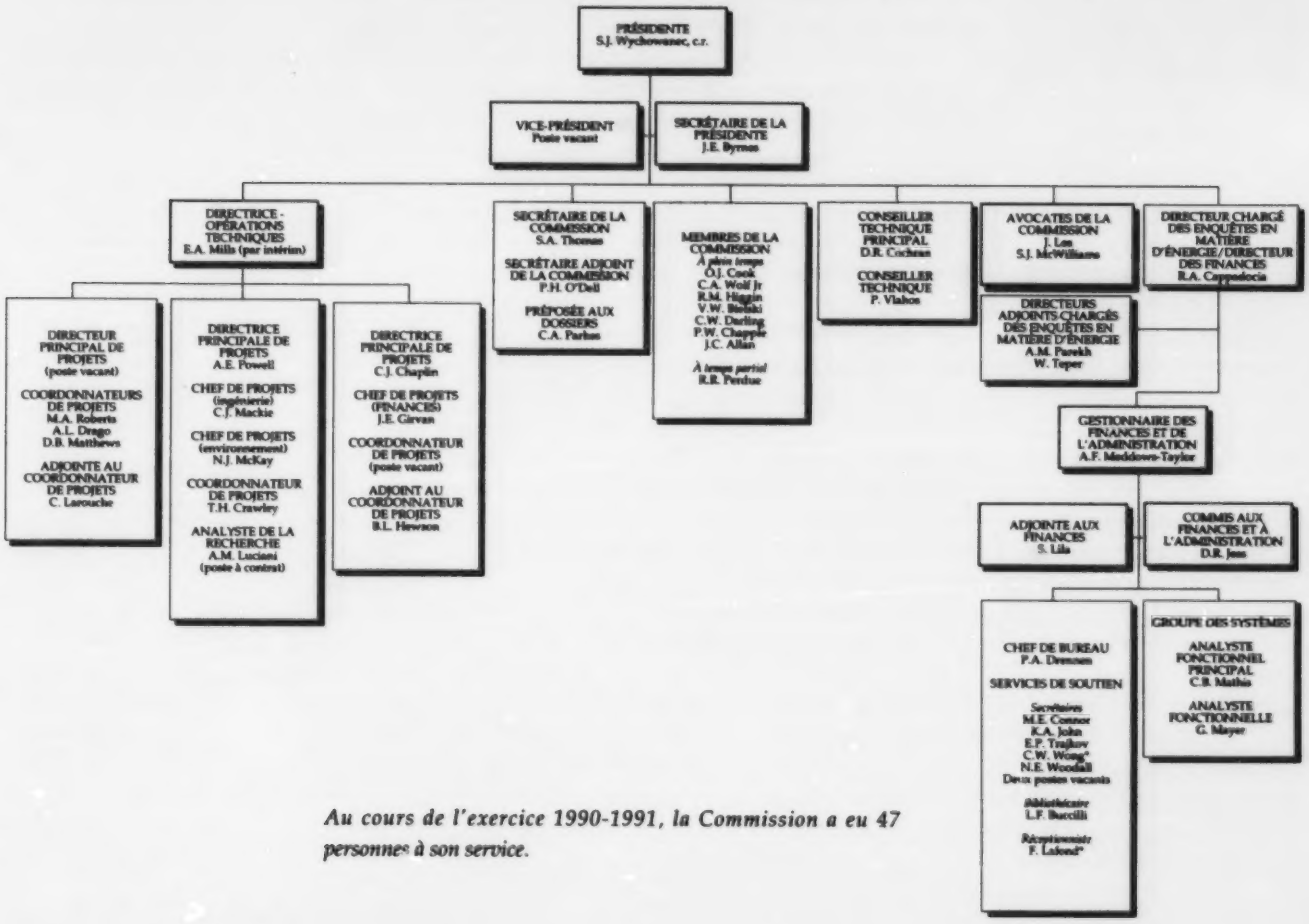
La nature des services publics évolue au rythme des conditions économiques et sociales. Il convient donc que la Commission procède à un examen permanent des lois qui touchent les services publics et, au besoin, qu'elle propose des modifications.

*Un ouvrier de ligne d'Ontario Hydro*

# STRUCTURE

## ORGANIGRAMME AU 31 MARS 1991

COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO




*Au cours de l'exercice 1990-1991, la Commission a eu 47 personnes à son service.*

## STRUCTURE FINANCIÈRE ET ADMINISTRATIVE

La Commission de l'énergie de l'Ontario est un organisme réglementaire de catégorie 1. Cela signifie que son financement est assuré à partir du Fonds du revenu consolidé et qu'elle tombe sous le coup de toutes les directives administratives établies par le Conseil de gestion du gouvernement et adoptées par le gouvernement de l'Ontario. La Commission présente son budget à son ministère de tutelle, le ministère de l'Énergie, qui l'incorpore à son propre budget, et c'est sous cette dernière forme que le budget est soumis à l'approbation du Conseil de gestion du gouvernement, puis de l'Assemblée législative. On trouvera ci-après la description chiffrée de la situation financière de la Commission.

La Commission a chargé E.B.A. Associates Inc. de comparaître à titre d'expert lors d'une audience de la Commission portant sur l'examen du rapport d'Ontario Hydro sur sa politique en matière de bénéfice net; le contrat, de plus de 25 000 dollars, a été attribué sans appel d'offres. La situation était urgente et il n'a pas été possible de se conformer au processus normal d'appel d'offres, étant donné la difficulté de trouver un expert qualifié dans les délais imposés. Le Conseil de gestion a été averti immédiatement de cette entorse faite à la règle.

*Le personnel des services administratifs vérifiant les comptes.*

La *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* autorise la Commission à recouvrer une partie de ses frais auprès des entreprises de services publics qui participent à ses audiences et autres activités connexes. Après la tenue d'une audience, la Commission remet à l'entreprise de services publics en cause une ordonnance de coûts qui représente une partie des frais engagés par la Commission et, si cette dernière en décide ainsi, les frais engagés par les intervenants. Le montant à payer à la Commission comprend les dépenses directes et les débours associés à une audience précise, ainsi qu'une portion des frais fixes de la Commission, dont les frais généraux et les traitements de son personnel.

Pour l'exercice 1990-1991, le budget de fonctionnement de la Commission était de 5,7 millions de dollars. De ce montant, 80 pour 100 seront récupérés en temps utile par l'entremise des ordonnances de coûts remises aux compagnies.

**Commission de l'Énergie de l'Ontario**
Crédit 1404-1

| Budget des dépenses 1990-1991, par poste comptable | $ |
|---|---|
| Traitements et salaires | 2 472 300 |
| Avantages sociaux du personnel | 475 900 |
| Transport et communications | 309 300 |
| Services | 2 045 500 |
| Fournitures et matériel | 401 100 |
| **Total affecté au programme de la Commission de l'énergie de l'Ontario** | **5 704 100** |

| **Ventilation des dépenses pour 1990-1991** | **$** |
|---|---|
| Budget des dépenses 1990-1991 | 5 704 100 |
| Moins dépenses pour 1990-1991 | 4 935 711 |
| Solde | 768 389 |
| Moins compensations reçues du Conseil de gestion du gouvernement | 144 700 |
| **Solde rajusté** | **623 689** |

*Examen du dossier d'un requérant par les services techniques.*

# AUDIENCES PUBLIQUES

Les audiences publiques sont l'un des principaux mécanismes qui permettent à la Commission de s'acquitter de son mandat. Les audiences publiques donnent également la possibilité de se faire entendre aux groupes et particuliers qui peuvent être touchés par les décisions de la Commission. La participation du public permet à la Commission de s'assurer que ses décisions sont justes et qu'elles tiennent compte des divers points de vue et intérêts. L'audience est un processus en onze étapes.

## 1 DÉBUT

Le processus est mis en branle :

- sur réception d'une demande;
- sur réception d'une demande de renvoi adressée par le lieutenant-gouverneur en conseil, le ministre de l'Énergie ou le ministre des Richesses naturelles; ou
- lorsque la Commission décide d'étudier une question relevant de sa compétence.

## 2 AVIS DE PRÉSENTATION D'UNE DEMANDE

Les requérants doivent remettre à toutes les parties concernées et à tous les groupes publics intéressés l'avis de la Commission se rapportant à leur demande. Si la Commission décide de tenir une audience de sa propre initiative, c'est elle qui transmet l'avis à qui de droit. Lorsque l'audience porte sur une modification de tarif importante, la compagnie de gaz naturel fait d'ordinaire publier le texte de son avis de présentation de demande dans les quotidiens de la région touchée.

Lorsqu'une demande touche les habitants de certaines régions désignées par le gouvernement, tous les avis doivent également paraître en français dans des quotidiens de langue française. Si aucun quotidien de langue française n'est publié dans la région, l'avis doit paraître dans un hebdomadaire de langue française.

## 3 INTERVENTIONS

Les groupes et les personnes qui désirent participer à une audience - les intervenants - doivent déposer un avis d'intervention décrivant les raisons pour lesquelles ils désirent être présents.

Avant 1989, les participants pouvaient demander le remboursement de leurs frais de participation à l'issue de l'audience. La *Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants*, qui est entrée en vigueur le 1er avril 1989, permet aux intervenants de demander une indemnisation avant la tenue de l'audience. Un comité de financement constitué par la Commission décide si les requérants sont admissibles à cette aide et, le cas échéant, fixe le montant qui leur sera versé. Les participants peuvent continuer à demander le remboursement de leurs frais à la clôture de l'audience, comme par le passé.

## 4 AVIS D'AUDIENCE

Lorsque la Commission a déterminé la nature et la durée probable de l'audience, elle demande au requérant d'aviser toutes les parties concernées de l'heure et du lieu où elle se déroulera.

*Jennifer Lea, avocate à la Commission, se prépare pour la prochaine audience.*

## 5 DOCUMENTATION PRÉPARATOIRE

Afin de permettre à toutes les parties d'étudier la documentation relative à la demande, le requérant doit remettre les documents à l'appui de sa demande de deux à trois mois avant le début de l'audience. Le personnel de la Commission et les intervenants peuvent également demander à l'entreprise de services publics de répondre à des questions par écrit avant la tenue de l'audience. Ils peuvent aussi présenter leurs propres arguments pour étayer leur position lors de l'audience.

Lorsque la demande porte sur la construction de pipelines, elle est d'abord étudiée par le Comité ontarien de coordination des pipelines. Par conséquent, les documents préparatoires doivent indiquer le tracé choisi et être accompagnés d'études portant sur les répercussions environnementales prévues.

## 6 ORDONNANCES DE PROCÉDURE

La Commission peut émettre des ordonnances de procédure se rapportant expressément à l'affaire à l'étude. Entre autres, ces ordonnances peuvent fixer la date de l'audience ou prévoir la date limite avant laquelle certaines formalités doivent être accomplies, telles que le dépôt de preuves justificatives, l'envoi de questionnaires et la communication des résultats de ces questionnaires. L'ordonnance de procédure peut également prévoir une liste des questions à aborder lors de l'audience.

*Le personnel des services techniques se prépare pour la prochaine audience.*

## 7 DÉLIBÉRATIONS LIMINAIRES

Avant le début de l'audience, les représentants de la Commission peuvent proposer de revoir les questions de procédure, les points techniques et la démarche qui sera suivie pendant l'audience. De cette manière, les parties en cause peuvent se familiariser avec tous les aspects de la demande et définir les questions qu'elles désirent soulever.

## 8 AUDIENCE

La Commission s'assure que les preuves présentées sont suffisantes, qu'elles ont été vérifiées et qu'elles sont versées au dossier, de façon à rendre sa décision en connaissance de cause. En règle générale, c'est le requérant qui présente d'abord son argumentation, en produisant des preuves écrites et en faisant comparaître des témoins. Les intervenants et l'avocat de la Commission interrogent ensuite les témoins et peuvent eux aussi faire entendre leurs propres témoins. Ces derniers peuvent être contre-interrogés par le requérant et par les autres intervenants. Lorsque toutes les preuves ont été présentées, chaque partie peut récapituler les faits dans une plaidoirie écrite ou verbale, selon les directives de la Commission.

Les preuves déposées par anticipation, les plaidoiries et les transcriptions des délibérations qui ont eu lieu à l'audience sont tenues à la disposition du public au bureau de la Commission, à Toronto.

## 9 DÉCISIONS ET RAPPORTS DE LA COMMISSION

Selon que l'audience résulte d'un renvoi, d'une demande ou d'un avis de la Commission, cette dernière doit présenter un résumé de ses délibérations dans un document intitulé «Rapport», ou «Décision et motifs». Ce document porte sur toutes les questions soulevées lors de l'audience et énonce les recommandations et les conclusions de la Commission. Sa publication peut exiger plusieurs semaines ou même plusieurs mois, selon la complexité de l'affaire en cause. On peut se procurer des exemplaires de ce document contre paiement d'une somme modique, à la librairie du gouvernement de l'Ontario, 800, rue Bay, à Toronto. La Commission en remet des exemplaires aux personnes ayant participé à l'audience.

Dans la plupart des affaires étudiées à la demande du lieutenant-gouverneur en conseil, du ministre de l'Énergie ou du ministre des Richesses naturelles, les parties concernées ne sont pas tenues de se conformer aux recommandations de la Commission. Le ministre concerné ou le lieutenant-gouverneur en conseil décide s'il doit ou non y donner suite. Toutefois, lorsqu'il s'agit d'un renvoi de la part du ministre des Richesses naturelles au sujet d'un permis de forage, le ministre doit se conformer aux recommandations de la Commission.

## 10 ORDONNANCE DE LA COMMISSION

Une ordonnance de la Commission est un document juridique sommant les parties citées de mettre à exécution la décision de la Commission. Elle a force exécutoire.

## 11 RÉVISION ET APPEL

On peut interjeter appel d'une décision ou d'une ordonnance de la Commission comme suit :

- en demandant à la Commission d'annuler ou de modifier son ordonnance;
- en adressant une pétition au lieutenant-gouverneur en conseil;
- en interjetant appel de l'ordonnance de la Commission devant la Cour divisionnaire sur une question de droit ou de compétence juridique;
- en demandant à la Cour divisionnaire de procéder à une révision judiciaire de la décision de la Commission.

# RÉCAPITULATION DES ACTIVITÉS

*Résumé des activités de la Commission de l'énergie de l'Ontario entre le 1er avril 1990 et le 31 mars 1991*

| TYPE DE CAS | Nº DE DOSSIER | REQUÉRANT | OBJET |
|---|---|---|---|
| *Demandes de révision des tarifs de transport/distribution du gaz naturel* | | | |
| EBRO | 459 | Société de logement de l'Ontario | Différend avec *Consumers Gas* en matière de tarifs |
| EBRO | 461 | Algoma Steel | Tarifs spéciaux – Centra |
| EBRO | 464 | Consumers Gas | Examen des tarifs pour l'exercice 1990 (étude d'un nombre restreint de questions) |
| EBRO | 465 | Consumers Gas | Examen des tarifs pour l'exercice 1990 |
| EBRO | 466 | Tecumseh | Tarifs pour l'exercice 1991 |
| EBRO | 467 | Centra | Tarifs pour l'exercice 1991 |
| EBRO | 468 | NRG | Tarifs pour l'exercice 1991 |
| EBRO | 470 | Union | Tarifs pour l'exercice 1992 |
| EBRO | 471 | Produits forestiers Canadien Pacifique Ltée | Tarifs spéciaux - Centra |
| *Renvoi de la part du ministre de l'Énergie au sujet d'Ontario Hydro* | | | |
| HR | 19 | Ministre de l'Énergie | Tarifs de distribution de l'électricité pour l'exercice 1991 |
| *Renvoi de la part du lieutenant-gouverneur en conseil* | | | |
| EBRLG | 35, 35-1, 35-3 | Consumers Gas | Prise de contrôle de Consumers Gas (British Gas plc) |
| EBRLG | 35-5 | Consumers Gas | Prise de contrôle de Tecumseh Gas Storage |
| *Ordonnances relatives à la construction de pipelines et aux expropriations* | | | |
| EBLO | 234 | Union | Prolongement de la section Lobo - Beachville |
| EBLO | 234 (1-65) | Union | Expropriations – Lobo/St. Marys et Milton/Parkway |
| EBLO | 235 | Consumers Gas | Prolongement du pipeline de Parkway Belt West |
| EBLO | 235 (1) | Consumers Gas | Expropriation – Domaine McKay |
| EBLO | 236 | Centra | Front of Leeds and Lansdowne |
| EBLO | 237 | Union | Renforcement de la section Kitchener – Waterloo West |
| EBLO | 237 (1-62) | Union | Expropriations – Kitchener/Waterloo West Line |
| EBLO | 238 | Consumers Gas | Raccord sud – Mississauga |
| *Exemptions relatives à des pipelines* | | | |
| PL | 73 | Union | Pipeline du canton de Sandwich South |
| PL | 74 | Union | Pipeline de St. Thomas North |
| PL | 75 | Union | Réservoir de stockage Enniskillen |
| PL | 76 | Union | Ligne de transport de Fergus |
| PL | 77 | Union | Prolongement de Cambridge |
| PL | 79 | Union | Pipeline de Nanticoke |
| *Autorisations relatives aux concessions* | | | |
| EBA | 497 | Centra | Canton de Cramahe |
| EBA | 587 | Union | Ville de Thornbury |
| EBA | 588 | Union | Canton de South Dumfries |
| EBA | 589 | Union | Ville de Paris |
| EBA | 590 | Union | Ville de Cambridge |
| EBA | 593 | Union | Ville de Clinton |
| EBA | 594 | Union | Canton de McKillop |
| EBA | 596 | Union | Ville de Kingsville |
| EBA | 597 | Centra | Canton de Morley |
| EBA | 598 | Union | Comté de Wellington |

| TYPE DE CAS | Nº DE DOSSIER | REQUÉRANT | OBJET |
|---|---|---|---|
| EBA | 599 | Union | Canton de Brantford |
| EBA | 600 | Union | Canton de Lobo |
| EBA | 601 | Union | Canton de Tyendinaga |
| EBA | 602 | Centra | Canton de Springer |
| EBA | 603 | Union | Ville de Leamington |
| EBA | 604 | Union | Ville de Dundas |
| EBA | 605 | Union | Municipalité régionale de Waterloo |
| EBA | 606 | Centra | Ville de Fort Frances |
| *Autres ordonnances de la Commission de l'Énergie de l'Ontario* | | | |
| EBO | 171 | Consumers Gas | Rachat d'actions de Tecumseh Gas Storage Imperial Oil |
| *Certificats d'intérêt public et de nécessité* | | | |
| EBC | 196 | Centra | Front of Leeds and Lansdowne |
| EBC | 197 | Centra | Canton de Morley |
| *Rapports au ministre desRichesses naturelles sur les permis de forage de puits* | | | |
| EBRM | 95 | Union | Réservoir de stockage Enniskillen |
| EBRM | 98 | Union | Secteurs de stockage Dawn et Waubuno |
| EBRM | 99 | Union | Puits Dawn 7-25-II |
| EBRM | 100 | Centra | Réservoir de stockage Oil Springs East |
| *Ordonnances de comptabilité uniforme* | | | |
| UA | 86 | Union | Ouverture d'un compte de report affecté aux tarifs R1 du contrat portant sur un service T groupé |

*Un surveillant au tableau de contrôle de la génératrice 1 de la centrale nucléaire de Darlington.*

## EXAMEN DE LA DEMANDE D'ONTARIO HYDRO

### PROPOSITION RELATIVE AUX TARIFS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ EN GROS *HR 19*

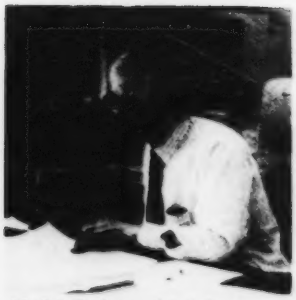
Le 27 mars 1990, la ministre de l'Énergie a saisi la Commission de la demande présentée par Ontario Hydro de relever de 7,8 pour 100 ses tarifs de vente d'électricité en gros à compter du 1er janvier 1991. Cette majoration de 7,8 pour 100 venait s'ajouter à celle de 7 pour 100 du prix de l'électricité due à l'entrée en vigueur, le 1er janvier 1991, de la taxe sur les produits et services (TPS). Le chiffre de 7,8 pour 100 était calculé en fonction d'un besoin de recettes nettes de 7 486 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 738 millions de dollars par rapport aux revenus de 1990.

En mai 1990, Ontario Hydro a établi que ses frais s'élèveraient à 189 millions de dollars supplémentaires pendant l'exercice 1991. Étant donné ces frais et l'affectation au remboursement de la dette qui lui est imposée par la loi, il lui faudrait soit puiser dans son fonds de prévoyance et dans son fonds de stabilisation des tarifs, si elle voulait maintenir l'augmentation à 7,8 pour 100, soit augmenter ses tarifs de 10,4 pour 100.

Le rapport de la Commission, publié le 31 août 1990, comportait cinquante recommandations, dont celle d'augmenter de 7,8 pour 100 les tarifs d'Ontario Hydro, et exhortait cette dernière à réduire son budget de 150 millions de dollars. La Commission recommandait en outre à la Société de réduire ses frais de 40 millions de dollars supplémentaires afin de limiter la majoration à 7,8 pour 100 tout en respectant ses obligations légales en matière de remboursement de sa dette. La Commission a indiqué qu'une plus grande augmentation des tarifs n'était pas souhaitable en raison des pressions financières que subissait la Société et de la mise en oeuvre de la TPS en 1991.

Le rapport recommandait également à Ontario Hydro de réviser le plafond de ses émissions de gaz acides, ainsi que sa décision de remettre en service la centrale R. L. Hearn de Toronto. La Commission a suggéré que l'énergie nucléaire soit reconnue comme étant un service essentiel du fait qu'elle satisfait plus de 50 pour 100 des besoins en électricité de la province et qu'elle est vulnérable à tout mouvement de grève de la part des opérateurs et superviseurs autorisés par la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCÉA). La Commission de l'énergie de l'Ontario était d'avis que la date de mise en service de la centrale nucléaire de Darlington serait repoussée à nouveau. Elle a par ailleurs recommandé que les dispositions de la *Loi sur la société de l'électricité* relatives aux prestations de retraite s'harmonisent avec celles du projet de loi sur les régimes de retraite, et que les niveaux moyens de rémunération d'Ontario Hydro se rapprochent davantage de ceux d'employeurs de même type. La Commission a recommandé qu'Ontario Hydro adopte officiellement l'objectif à long terme du ministre en matière de production privée d'électricité, et que la Société organise un atelier d'information sur les coûts de production épargnés, de façon à ce que l'industrie soit en mesure de présenter des soumissions plus pertinentes à la Commission des évaluations environnementales lors de l'examen du Plan de l'offre et de la demande.

Le projet présenté par Ontario Hydro prévoyait également une révision de la politique de la Société en matière de bénéfice net. La Commission a remis à l'automne l'examen de cette question afin d'en étudier à fond les ramifications. L'audience s'est tenue pendant plusieurs jours, à intervalles irréguliers, entre le 18 septembre et le 2 novembre 1990. Dans son rapport final, daté du 31 janvier 1991, la Commission a recommandé qu'Ontario Hydro établisse son bénéfice net en tenant compte de l'intérêt pour l'exercice 1992, et qu'elle discute avec le ministre de l'Énergie de la possibilité d'obtenir un rendement sur ses capitaux propres pour le reste des années 1990.



*M. O.J. Cook, membre de la commission, passe en revue un dossier avant une audience.*

## AUTRES AFFAIRES RENVOYÉES À LA COMMISSION

### ACQUISITION DE THE CONSUMERS' GAS COMPANY LTD. *EBRLG 35, 35-1, 35-3*

Le 16 mars 1990, *British Gas plc* a soumis une requête à la Commission, conformément à l'article 26 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, en vue d'obtenir du lieutenant-gouverneur en conseil l'autorisation de lancer une offre d'achat des actions ordinaires de *Consumers Gas*. British Gas a fait savoir que l'offre d'achat des actions ordinaires émanerait d'une de ses filiales canadiennes dont elle est propriétaire à 100 pour 100, conformément à un accord conclu le 7 mars 1989 entre *British Gas* et *GW Utilities Limited* (société mère de *Consumers Gas*).

Le 20 avril 1990, le lieutenant-gouverneur en conseil a émis un décret enjoignant à la Commission, conformément à l'article 36 de la Loi, de tenir une audience et de déposer un rapport sur certaines questions concernant l'offre d'achat.

La Commission a décidé d'examiner ces questions et la demande de *British Gas* lors d'une audience qui a commencé le 26 juin 1990. Les débats se sont poursuivis jusqu'au 7 août 1990, date à laquelle la dernière plaidoirie-réponse a été entendue. Le rapport de la Commission a été publié le 15 octobre 1990.

La Commission a donc conclu, après examen de la question, que la transaction proposée ne nuisait pas à l'intérêt public, pourvu que *British Gas* et ses filiales satisfassent à certaines conditions avant de recevoir l'autorisation officielle, et qu'elles prennent les engagements recommandés par la Commission. La Commission a recommandé les conditions suivantes :

- L'autorisation nécessaire en vertu de la *Loi sur Investissement Canada* devra avoir été obtenue et présentée au lieutenant-gouverneur en conseil.
- Les engagements recommandés seront pris officiellement auprès du lieutenant-gouverneur en conseil et prendront effet à la date de la conclusion de l'accord entre *British Gas* et GW.
- *British Gas* et ses filiales devront avoir présenté un plan détaillé portant sur la reprise de l'émission d'actions publiques. Ce plan doit recevoir l'aval du lieutenant-gouverneur en conseil et être conforme à la description figurant dans les engagements.
- *British Gas* et ses filiales devront avoir présenté un plan détaillé d'organisation des opérations de trésorerie de *Consumers Gas* au sein de celle-ci, le plan devant obtenir l'aval du lieutenant-gouverneur en conseil.
- *British Gas* et ses filiales devront prouver au lieutenant-gouverneur en conseil que la maison mère de *Consumers Gas* est constituée en Ontario et que son siège social s'y trouve également .

L'achat de *Consumers Gas* a été mené à bien le 14 décembre 1990.

• • • • • • • • • • • • • • • • • •

## DEMANDES RELATIVES AUX TARIFS DU GAZ NATUREL

### CONSUMERS GAS

***Demande relative aux tarifs principaux - exercice 1990*** EBRO 464

Le directeur de la Commission chargé des enquêtes en matière d'énergie a procédé à une vérification de *Consumers Gas* en 1989; sur la base des résultats de cet examen, la Commission a décidé de revoir les tarifs de *Consumers* pour 1990 lors d'une audience portant sur un ordre du jour restreint. Les pièces présentées par la compagnie faisaient état d'une insuffisance de recettes estimée à 10,3 millions de dollars, compte tenu d'un taux de rendement des actions ordinaires demandé de 14 pour 100 et d'un ratio d'endettement de 35 pour 100.

L'audience a débuté le 19 avril 1990 et s'est achevée le 2 mai 1990. On y a également abordé des questions portant sur le taux de rendement des actions ordinaires pour les exercices 1990 et 1991.

Dans sa décision en date du 19 juillet 1990, et dans un addendum en date du 2 août 1990, la Commission a constaté l'existence d'un montant de recettes suffisant de 6 millions de dollars, d'une assiette des tarifs de 1,539 milliard de dollars et d'un taux de rendement des actions ordinaires de 13,25 pour 100 pour un ratio d'endettement de 35 pour 100.

**Sommaire des données financières**
**Exercice 1990**

| | Demandé | Autorisé |
|---|---|---|
| | en millions de dollars | |
| Assiette des tarifs | 1 579,1 | 1 539,4 |
| Recettes de la compagnie | 190,7 | 190,7 |
| Insuffisance de recettes brutes (surplus) | 10,3 | (6,0) |
| | en pourcentage | |
| Taux de rendement indiqué | 12,08 | 12,39 |
| Taux de rendement nécessaire | 2,45 | 2,17 |
| Ratio d'endettement | 35,00 | 5,00 |
| Taux de rendement des actions ordinaires | 14,00 | 3,25 |

***Demande relative aux tarifs principaux - exercice 1991*** EBRO 465

Le 1er décembre 1989, *Consumers Gas* a déposé auprès de la Commission une demande de majoration tarifaire pour son exercice 1991, calculée en fonction d'une insuffisance de recettes estimée à 50,8 millions de dollars. Préalablement à l'audience, Consumers a mis à jour les pièces présentées à l'appui de sa demande, faisant état d'une insuffisance de recettes estimée à 35,1 millions de dollars calculée en fonction d'un taux de rendement des actions ordinaires demandé de 14 pour 100 et d'un ratio d'endettement de 35 pour 100. Ces nouveaux chiffres tenaient également compte du nouveau coût du gaz dérivant de l'accord modificateur conclu le 5 septembre 1990 entre *Consumers*

*Gas* et *Western Gas Marketing Limited*. En ce qui concerne les coûts d'approvisionnement, *Consumers Gas* demandait l'approbation d'un tarif de 2,02 dollars le gigajoule pour l'exercice contractuel commençant le 1er novembre 1990. Avant la conclusion de l'audience, *Consumers Gas* a signalé que le montant estimatif de l'insuffisance de recettes augmenterait de 30,1 millions de dollars par suite de l'augmentation provisoire des tarifs de transport que TransCanada PipeLines Limited (TCPL) avait prévue pour le 1er janvier 1991.

Les audiences ont commencé le 20 novembre 1990 et se sont achevées le 8 janvier 1991, s'étendant sur vingt-quatre jours au total.

Dans sa décision motivée en date du 1er mars 1991, la Commission a constaté une insuffisance de recettes de 27,8 millions de dollars (compte non tenu de l'incidence de l'augmentation de tarifs provisoire de TCPL) et a autorisé *Consumers Gas* à augmenter ses tarifs en conséquence à compter du 1er octobre 1990. En ce qui concerne l'augmentation provisoire des tarifs de TCPL, la Commission a reconnu la validité des arguments de *Consumers Gas* et l'a autorisée à augmenter ses tarifs à compter du 1er avril 1991 de façon à compenser l'incidence sur tout l'exercice de l'augmentation de 30,1 millions de dollars. La Commission a aussi approuvé les conséquences de l'accord modificateur sur le coût du gaz. En outre, elle a ordonné à *Consumers Gas* d'inscrire au compte de variation des achats de gaz de 1991 les variations de prix du gaz acheté par *Consumers Gas* entre la date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs de TCPL et le 1er avril 1991.

Dans ses deux dernières décisions prises à l'égard de *Consumers Gas*, la Commission s'était déclarée préoccupée par le niveau de productivité de la main-d'oeuvre de la compagnie ainsi que par l'augmentation considérable de ses effectifs depuis 1987. La Commission lui a ordonné de présenter, lors de la prochaine audience sur les tarifs, des pièces prouvant la mise en place d'un programme efficace visant à encourager, mesurer et récompenser les améliorations de la productivité.

**Sommaire des données financières**
**Exercice 1991**

| | Demandé | Autorisé |
|---|---|---|
| | en millions de dollars | |
| Assiette des tarifs | 1 709,91 | 665,2 |
| Recettes de la compagnie | 193,3 | 186,1 |
| Insuffisance de recettes brutes | 35,1 | 27,8 |
| | en pourcentage | |
| Taux de rendement indiqué | 11,32 | 11,18 |
| Taux de rendement nécessaire | 12,46 | 12,12 |
| Ratio d'endettement | 35,00 | 35,00 |
| Taux de rendement des actions ordinaires | 14,00 | 13,125 |

**ICG (aujourd'hui CENTRA)**

***Demande relative aux tarifs principaux - exercice 1991*** EBRO 467

Le 3 août 1990, ICG a déposé auprès de la Commission une demande de majoration tarifaire pour son exercice 1991, calculée en fonction d'une insuffisance de recettes estimée à 2,7 millions de dollars. Ce chiffre a été ultérieurement modifié, passant à 10,8 millions de dollars, principalement en raison d'une augmentation provisoire des tarifs de TCPL ainsi que d'une modification du taux de rendement des actions ordinaires demandé par la compagnie. Le chiffre révisé de l'insuffisance des recettes était calculé en fonction d'un taux de rendement des actions ordinaires demandé de 15 pour 100 et d'un ratio d'endettement de 36 pour 100.

L'audience des dépositions de la phase I (besoins de recettes) a débuté le 5 novembre 1990. La demande d'ICG prévoyait que les abonnés de Fort Frances subiraient une augmentation en sus des augmentations envisagées pour l'ensemble du réseau. Le 13 novembre 1990, la ville de Fort Frances a déposé auprès de la Commission une motion demandant que l'audience se déroule en partie dans la localité. La Commission a décidé que les abonnés de la région de Fort Frances devraient avoir la possibilité d'assister à l'audience, non seulement afin de se faire entendre de la Commission,

*Les membres de la Commission sont accueillis à Fort Frances.*

mais également afin d'entendre les dépositions et les contre-interrogatoires portant directement sur l'augmentation des tarifs de Fort Frances. La Commission a par conséquent ouvert les débats de la Phase II (ventilation des coûts et établissement des tarifs) à Fort Frances, le 27 novembre 1990. Elle a en outre accordé à la ville une aide financière en vertu de la *Loi de 1988 sur le projet d'aide financière aux intervenants*.

Le 3 décembre 1990, la Commission a commencé à entendre des dépositions concernant l'accord de 1990 sur le prix du gaz conclu entre ICG et *Western Gas Marketing Limited*. ICG avait demandé que la Commission approuve les répercussions qu'aurait cet accord sur le prix du gaz pour la période allant du 1er novembre 1990 au 31 octobre 1993.

Le 21 janvier 1991, la Commission a commencé à entendre le reste des dépositions de la Phase II; ICG demandait entre autres l'approbation d'un nouveau tarif de cogénération, ainsi que de tarifs visant à encourager le recours à certaines technologies permettant d'économiser l'énergie.

La Commission n'avait pas encore fait connaître sa décision à l'issue de son exercice.

## NRG

***Demande relative aux tarifs principaux - exercice 1991*** EBRO 468

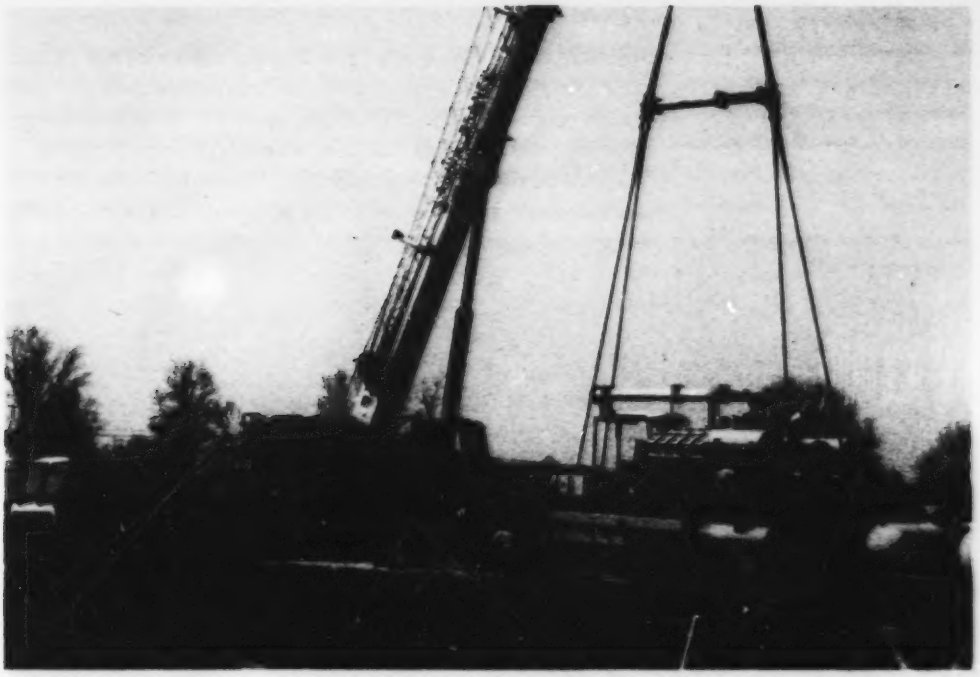
Le 15 juin 1990, NRG a déposé auprès de la Commission une demande de majoration tarifaire pour son exercice 1991 commençant le 1er octobre 1990. Ce 1er octobre, la Commission déclarait provisoires les tarifs de NRG, pour une période d'un an au maximum. La compagnie prévoyait une insuffisance de recettes de 472 990 dollars calculée en fonction d'un taux de rendement demandé de 15,04 pour 100 sur une assiette des tarifs de 4 324 855 dollars.

L'audience s'est déroulée du 17 au 19 octobre avant d'être ajournée, puis a repris pendant une journée, le 10 décembre 1990. Dans sa décision motivée en date du 28 février 1991, la Commission a constaté une insuffisance de recettes de 158 178 dollars sur une assiette des tarifs totale de 4 245 172 dollars et un taux de rendement de 13,04 pour 100 sur cette même assiette des tarifs. La Commission a déterminé un taux de rendement des actions ordinaires de 14 pour 100 pour un ratio d'endettement de 32,1 pour 100. La date d'entrée en vigueur des nouveaux tarifs était le 1er octobre 1990, la date de mise en oeuvre étant fixée par la Commission au 1er avril 1991. La Commission a ordonné à NRG de compenser son insuffisance de recettes pour la période allant d'octobre à mars 1991 par un supplément «non renouvelable» devant être facturé en deux fois aux abonnés.

## SOCIÉTÉ DE LOGEMENT DE L'ONTARIO

***Demande de redressement tarifaire*** EBRO 459

Le 14 février 1989, la Société de logement de l'Ontario (SLO) a demandé à la Commission d'émettre une ordonnance fixant le montant de la réduction qui devait être appliquée par *Consumers Gas*, dans le cadre du Redressement des tarifs basé sur le marché concurrentiel (RTBMC) et de la Remise automatique fixée en fonction du volume (RAFFV), aux volumes de gaz combinés livrés aux 60 sites de la SLO pour la période allant du 1er novembre 1986 au 24 février 1988. La Commission a décidé que l'audience portant sur la demande de la SLO aurait lieu en même temps que celle concernant la



*Mise en place d'un compresseur au réservoir de la compagnie Centra à Oil Springs East.*

demande EBRO 465 de *Consumers Gas*. La partie de l'audience commune qui portait sur la demande de la SLO s'est déroulée les 12, 13 et 18 décembre 1990 et le 8 janvier 1991.

La Commission a rendu sa décision motivée le 21 mars 1991. Elle a indiqué que le fait de combiner, aux termes de son contrat, les volumes livrés aux soixante sites de la SLO ne rendait pas cette dernière admissible à une plus grande réduction au titre du RTBMC et de la RAFFV, et a déclaré que la demande de remboursement de 879 203 $ était non fondée. Par contre, la Commission a ordonné à *Consumers Gas* de rembourser 35 000 $ à la SLO, aux frais de ses actionnaires, pour avoir classifié Regent Park dans une catégorie de tarifs trop élevés.

## TECUMSEH

***Demande relative aux tarifs principaux - exercice 1991*** EBRO 466

Le 1er février 1990, Tecumseh a présenté à la Commission une demande de majoration tarifaire pour son exercice 1991, calculée en fonction d'une insuffisance de recettes estimée à 2,009 millions de dollars. Après révision des prévisions de Tecumseh pour l'exercice 1990-1991, à la lumière des résultats de sept mois de l'exercice 1991, ce chiffre a été ultérieurement modifié, passant à 592 000 dollars. Cette insuffisance de recettes a été calculée en fonction d'un taux de rendement des actions ordinaires demandé de 13,50 pour 100 et d'un ratio d'endettement de 36,38 pour 100.

Parmi les pièces fournies préalablement par Tecumseh à l'appui de sa demande figurait une étude géologique et technique (réservoir) portant sur la question des volumes de gaz à la pression de base non répertoriés. L'étude concluait qu'entre 1964 et novembre 1990, 6,816 $Bp^3$ de gaz à la pression de base s'étaient soient déplacés, soient perdus. En conséquence, Tecumseh proposait de réduire son compte de gaz à la pression de base en tarification de base de 6 969 159 dollars sur les dix exercices à venir et de les recouvrer au moyen de ses tarifs. La compagnie évaluait son assiette des tarifs pour l'exercice 1991 à 91 millions de dollars.

L'audience a commencé le 5 mars 1991 et a duré cinq jours. La Commission n'avait pas fait connaître sa décision à l'issue de l'exercice.

## UNION

***Demande relative aux tarifs principaux - exercice 1992*** EBRO 470

Le 29 août 1990, *Union Gas Limited* a déposé auprès de la Commission une demande de majoration tarifaire pour son exercice 1992 commençant le 1er avril 1991. La demande originale a été modifiée en décembre 1990 en raison des tarifs plus élevés imposés par TCPL, et de l'émission, prévue pour l'exercice de référence, d'actions privilégiées d'un montant de 75 millions de dollars. Dans sa demande finale, *Union* prévoyait une insuffisance de recettes de 55,729 millions de dollars pour une assiette tarifaire de 1,505 milliard de dollars, un taux de rendement des actions ordinaires de 14,75 pour 100 et un ratio d'endettement de 29 pour 100. Le recouvrement de cette insuffisance, s'il était approuvé par la Commission, devait entraîner, pour les abonnés résidentiels, une augmentation de tarifs d'environ 4 pour 100.

L'audience a débuté le 7 janvier 1991 et a duré vingt-deux jours. Au cours de la partie de l'audience portant sur les besoins en revenus de 1992, la Commission a examiné le coût du capital et les contrats d'approvisionnement en gaz de la compagnie. L'audience a également porté sur les questions de la ventilation des coûts et de l'établissement des tarifs. Dans sa décision motivée en date du 2 avril 1991, la Commission a établi que l'assiette des tarifs était de 1,484 milliard de dollars, le taux de rendement des actions ordinaires de 13,5 pour 100 et l'insuffisance de recettes de 40,471 millions de dollars.

**Sommaire des données financières**
**Exercice 1992**

| | Demandé | Autorisé |
|---|---|---|
| | en dollars | |
| Assiette des tarifs | 1 505 209 | 1 484 784 |
| Recettes de la compagnie | 152 616 | 152 709 |
| Insuffisance de recettes brutes | 55 729 | 40 471 |
| | en pourcentage | |
| Taux de rendement indiqué | 10,14 | 10,28 |
| Taux de rendement nécessaire | 12,23 | 11,82 |
| Ratio d'endettement | 29,00 | 29,00 |
| Taux de rendement des actions ordinaires | 14,75 | 13,50 |

• • • • • • • • • • • • • • • • • •

# DEMANDES RELATIVES À DES INSTALLATIONS

## CONSUMERS GAS

***Ville de Deep River*** EBLO 231

Le 11 octobre 1989, *Consumers Gas* a déposé auprès de la Commission une demande d'autorisation de construction d'une ligne de transport NPS 4 pour desservir la ville de Deep River. La Commission avait étudié et rejeté une demande semblable en 1986.

L'audience a eu lieu à Toronto les 26 et 27 avril et le 1er mai 1990. On y a surtout discuté de la viabilité économique du projet. Le 18 juin 1990, la Commission a rendu une décision provisoire permettant le lancement du projet à la condition que *Consumers Gas* obtienne une contribution financière de 400 000 $, de façon à amener de 0,38 à 0,70 le ratio avantages-coût. La Commission a donné à *Consumers Gas* jusqu'au 31 décembre 1990 pour lui fournir la preuve de l'obtention d'une telle contribution financière.

Par lettre datée du 17 décembre 1990, *Consumers Gas* a demandé que le délai soit prolongé jusqu'au 30 juin 1991. À la reprise de l'audience, le 17 janvier 1991, la Commission a reçu la preuve que la compagnie et la ville de Deep River avaient commencé à négocier le versement d'une contribution financière. La Commission a accepté de prolonger le délai jusqu'au 30 juin 1991.

***Parkway Belt West*** EBLO 235

Le 28 septembre 1989, *Consumers Gas* a demandé à la Commission l'autorisation de construire un gazoduc NPS 36 de 13 kilomètres pour prolonger son réseau de Parkway Belt, d'un point situé à l'ouest du chemin Albion, à Mississauga, jusqu'à sa station de la rue Keele, à Toronto. L'audience s'est déroulée le 20 mars 1990. La demande a été approuvée par la Commission dans sa décision en date du 4 mai 1990, et la construction s'est achevée pendant l'été 1990.

*Construction par la compagnie* Consumers Gas, *de coffrages à béton pour l'installation de valves sur le prolongement du gazoduc de Parkway Belt West.*

## ICG (aujourd'hui CENTRA)

***Front of Leeds and Lansdowne*** EBLO 236

Le 5 mars 1990, ICG a déposé une demande d'émission d'un certificat d'intérêt public et de nécessité pour desservir Lansdowne, dans le canton de Front of Leeds and Lansdowne, ainsi qu'une demande d'autorisation de construire une ligne de transport NPS 4 d'environ 6 km entre la ligne de transport de TCPL et Lansdowne.

L'audience a eu lieu les 26 et 27 septembre et le 3 octobre 1990. *Consumers Gas* est intervenue pendant cette audience pour s'opposer à la demande. Bien que *Consumers Gas* et ICG détiennent toutes deux des accords de concession valides qui leur permettent de desservir le canton, seule *Consumers Gas* détient le certificat d'intérêt public et de nécessité. Au coeur du débat était la viabilité économique du projet, qui dépendait de la construction du centre de distribution de Lansdowne (entrepôt et terminus de camions), construction qui est supposée avoir lieu en 1992. Selon les calculs de ICG, l'indice de rentabilité du projet ne sera que de 0,57 si ce centre de distribution n'est pas construit.

La Commission n'a pas approuvé la demande. Dans sa décision motivée en date du 14 décembre 1990, elle a déclaré qu'elle ne saurait approuver un projet qui dépendait fortement d'installations dont la construction n'était pas assurée. La Commission a conclu que le prolongement du réseau de ICG vers Landsdowne n'était pas dans l'intérêt du public. Elle a en outre ordonné le transfert à *Consumers Gas* de quatre clients du canton qui n'étaient pas desservis de manière satisfaisante par ICG.

## UNION

***Extension du pipeline Dawn-Trafalgar*** EBLO 234

*Phase I - Kirkwall-Hamilton*

Le 24 juillet 1989, *Union* a demandé à la Commission l'autorisation de construire trois tronçons de gazoduc NPS 48 le long du réseau de transport Dawn-Trafalgar, reliant le comté de Lambton à la municipalité régionale de Halton. Le premier tronçon, de 48,5 kilomètres de long, relierait la station de compression de Lobo à la station de ligne de Beachville. Le deuxième tronçon, long de 10,3 kilomètres, relierait le poste de vannes de Kirkwall au poste de vannes de Hamilton. Le troisième tronçon, de 11 kilomètres, relierait Milton à la station de compression de Parkway. L'audience consacrée à ce cas s'est déroulée en deux phases. La phase I, concernant le tronçon Kirkwall-Hamilton, a été approuvée par la Commission le 12 mars 1990, la construction s'étant achevée pendant l'été 1990.

*Phase II - Lobo-Beachville et Milton-Parkway*

L'association des propriétaires terriens de Middlesex-Oxford a participé à l'audience portant sur la phase II du prolongement proposé. Le tronçon Lobo-Beachville du gazoduc, ainsi que le tracé du futur pipeline de *Union* le long du couloir Dawn-Trafalgar étaient un sujet de préoccupation pour cette association. Il importait également d'établir s'il était nécessaire de construire un gazoduc sur toute la distance (48,5 km) séparant Lobo de Beachville.

Dans sa décision en date du 31 août 1990, la Commission a conclu que *Union* n'avait démontré la nécessité de construire un tronçon de gazoduc qu'entre Lobo et St. Marys (environ 30 km), en plus du tronçon Milton-Parkway. Elle indiquait de plus qu'elle rouvrirait la phase II pour permettre à *Union* de présenter des dépositions supplémentaires sur le besoin d'un tronçon St. Marys-Beachville. La Commission a également ordonné que des inspecteurs indépendants soient engagés par un comité composé de représentants du groupe de propriétaires terriens, de *Union* et d'un membre du personnel de la Commission. Ce comité a chargé un cabinet indépendant d'inspecter la construction du tronçon Lobo-Beachville pendant l'été 1991. Suite à la reprise de l'audience, consacrée au tronçon St. Marys-Beachville, la Commission a approuvé la construction du gazoduc dans sa décision du 16 avril 1991.

***Pipeline Kitchener-Waterloo*** EBLO 237

Le 13 septembre 1990, *Union* a demandé à la Commission l'autorisation de construire 33,4 km de pipeline NPS 16 entre le poste de vannes nord d'Owen Sound et sa station de compression de St Jacob, afin de mieux garantir l'approvisionnement des villes de Kitchener et Waterloo. L'audience a eu lieu le 27 novembre 1990. La Commission a rendu sa décision le 22 février 1991, approuvant la construction de ce tronçon de pipeline pendant l'été 1991.

• • • • • • • • • • • • • • • • • •

# DEMANDES DE PERMIS DE STOCKAGE DE GAZ ET DE FORAGE

## UNION

***Réservoir Enniskillen 28*** EBRM 95-1

La Commission a reçu un renvoi daté du 25 juin 1990 provenant de la ministre des Richesses naturelles, qui lui demandait de se prononcer sur deux demandes, présentées par *Union*, de permis de forage dans le réservoir Enniskillen 28, situé dans un secteur désigné de stockage de gaz. Une audience publique s'est tenue les 19 et 20 février 1991.

Dans son rapport en date du 15 avril 1991, la Commission a recommandé l'approbation des demandes de permis sous réserve de la prise de mesures de protection de l'environnement visant à limiter les répercussions des opérations de forage. La Commission a également recommandé que l'on impose à *Union* de construire une route d'accès temporaire aux deux sites de forage envisagés.

***Puits d'observation*** EBRM 98

Le 14 décembre 1989, la ministre des Richesses naturelles a renvoyé à la Commission trois demandes de permis de forage de puits d'observation de la formation de carbonate A1 dans les secteurs de stockage de gaz désignés de Dawn et Waubuno. Les lettres d'assentiment signées par les propriétaires terriens concernés par le forage de ces puits ont été déposées par *Union* et, le 31 juillet 1990, la Commission a rencontré des représentants de la compagnie afin d'examiner les demandes.

Le 16 août 1990, la Commission a publié son rapport recommandant l'approbation des demandes.

***Puits de refoulement*** EBRM 99

Le 3 mars 1990, *Union* a demandé à la ministre des Richesses naturelles de lui accorder la permission de forer d'un puits de refoulement dans sa propriété située dans le centre d'opérations de Dawn, dans le comté de Lambton. La ministre a saisi la Commission de la demande le 27 avril 1990. Ce n'est qu'en date du 26 février 1991 que *Union* a déposé les documents préalables auprès de la Commission. La réponse donnée à la demande dépendra de l'issue de discussions ayant lieu entre *Union* et le personnel de la section des ressources pétrolières du ministère des Richesses naturelles; leur but est de déterminer quels fluides peuvent être déversés dans la formation de la rivière Detroit à partir du puits.

## ICG (aujourd'hui CENTRA)

***Réservoir Oil Springs East*** EBRM 100

Le 4 septembre 1990, ICG a demandé à la ministre des Richesses naturelles un permis de forage d'un puits d'observation de la formation de carbonate A1 dans le réservoir Oil Springs East. Conformément à l'article 23 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la ministre a renvoyé la demande à la Commission. La demande a été faite en vertu d'une condition figurant dans la décision motivée rendue par la Commission (EBO 167/EBLO 233) en date du 8 février 1990 et autorisant ICG à injecter, stocker et prélever du gaz dans le réservoir.

La Commission a publié son rapport le 18 janvier 1991, dans lequel elle recommandait que le permis soit accordé sans audience, à la condition que soient prises des mesures de protection de l'environnement visant à limiter les répercussions des opérations de forage du puits et de déplacement de matériel vers le site.

Consumers Gas *creuse un tunnel sous la rue Keele pour permettre le prolongement du gazoduc de Parkway Belt West.*

# LEXIQUE DE TERMES ET SIGLES

***Assiette des tarifs :*** Montant investi par une entreprise de services publics dans les biens utilisés pour fournir les services, moins l'amortissement cumulé, plus le montant consacré au fonds de roulement et tout autre poste retenu par la Commission. L'assiette des tarifs peut également être nette d'impôts sur le revenu reportés et cumulés.

***Besoins en revenus :*** Revenus que l'entreprise de services publics doit réaliser par l'entremise des tarifs pour amortir les coûts de service. Ces revenus sont calculés en tenant compte des dépenses permises de l'entreprise et du rendement permis sur l'assiette des tarifs.

***Bp3 :*** Abréviation désignant un milliard de pieds cubes de gaz, soit l'équivalent de 28,328 millions de mètres cubes.

***Comité ontarien de coordination des pipelines (COCP) :*** Comité interministériel présidé par un membre du personnel de la Commission de l'énergie de l'Ontario et formé de représentants des ministères du gouvernement de l'Ontario qui se sont collectivement engagés à réduire à un minimum les répercussions environnementales de la construction et de l'exploitation de pipelines. Le concept d'environnement, interprété au sens large, englobe l'agriculture, les parcs, les forêts, la faune, les ressources en eau, les ressources sociales et culturelles, la sécurité du public et les droits des propriétaires terriens.

***Évitement :*** Non-utilisation du réseau de la compagnie locale de distribution pour le transport du gaz.

***Exercice de référence :*** Période de douze mois consécutifs (en général, le prochain exercice financier complet de l'entreprise) pour laquelle des prévisions des revenus, des coûts, des dépenses et de l'assiette des tarifs sont examinées par la Commission afin d'établir les tarifs qui permettront à l'entreprise de services publics d'obtenir un taux de rendement raisonnable.

***Gigajoule (GJ) :*** Unité de mesure du contenu énergétique des combustibles et carburants. Un abonné résidentiel typique utilise environ 130 gigajoules (GJ) par an pour chauffer sa résidence (un GJ d'énergie thermique représente environ 0,95 million de pieds cubes de gaz naturel).

***GWh :*** Gigawatt-heure.

***Interrogatoires par écrit :*** Demandes par écrit de renseignements complémentaires ou de clarification de renseignements déjà reçus.

***Intervention :*** Avis d'intention de participer à une audience, dans lequel on indique les raisons pour lesquelles on s'intéresse aux délibérations. La personne ou le groupe qui en est l'auteur porte le nom d'intervenant.

***NPS :*** Taille nominale du tube (*nominal pipe size* en anglais). Par exemple, NPS 24 désigne un tube dont le diamètre extérieur est d'environ 610 mm, ou 24 pouces.

***Ordonnance de la Commission :*** Document juridique régissant la mise à exécution d'une décision de la Commission. Les parties concernées doivent se conformer aux dispositions qu'il contient.

***Plaidoirie :*** Étape finale de l'audience au cours de laquelle les participants résument leur position face aux diverses questions soulevées compte tenu des preuves présentées.

***Production privée d'électricité :*** Production d'électricité par une entreprise appartenant à des intérêts privés.

***Recommandation de la Commission*** : Recommandation faisant généralement partie d'un rapport de la Commission présenté à un ministre ou au lieutenant-gouverneur en conseil et portant sur Ontario Hydro ou une autre question liée au domaine énergétique. Les parties concernées ne sont pas obligées de se conformer à ces recommandations, sauf dans les circonstances énoncées à l'article 23 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*.

***Rendement des actions ordinaires*** : Revenu après impôt de l'entreprise de services publics, exprimé en pourcentage du montant des actions ordinaires, qu'elle est autorisée à inclure dans la structure de son capital.

***Secteur désigné de stockage de gaz*** : Territoire comportant des formations géologiques dans lesquelles une personne peut, sous réserve de l'autorisation de la Commission, injecter et stocker du gaz, pour pouvoir ensuite l'en retirer. En vertu de l'article 20 de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, il est interdit d'injecter du gaz dans une formation géologique ne faisant pas partie d'un secteur de stockage désigné.

***Taux de rendement sur l'assiette des tarifs*** : Revenu après impôt, exprimé en pourcentage de l'assiette des tarifs, que l'entreprise de services publics est autorisée à gagner. Ce rendement n'est pas garanti mais correspond au rendement auquel l'entreprise peut raisonnablement s'attendre compte tenu des conditions prévues.

***Tarifs de vente d'électricité en gros*** : Tarifs de vente d'électricité en gros imposés par Ontario Hydro aux municipalités et à certains clients industriels qui consomment en moyenne 5 000 kilowatts et plus par année.

***TCPL*** : TransCanada PipeLines Limited.

***Unité d'espacement*** : Superficie prescrite (en général 50 acres) établie par voie de règlement et dans les limites de laquelle le forage d'un seul puits est autorisé en vue de la production de pétrole et de gaz.

***Ventes directes*** : Ventes de gaz naturel négociées entre le producteur et l'utilisateur final, à des prix n'englobant pas le transport. Le transport par gazoduc doit faire l'objet d'ententes distinctes à négocier avec TCPL et l'entreprise locale de distribution.

***Volume débité*** : Volumes de gaz vendus, achetés directement et transportés, auxquels s'ajoutent, s'il y a lieu, les volumes stockés.